

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Пантелеев В.И.  
подпись                      инициалы, фамилия

« 06 » 06 2016 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
В ФОРМЕ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА**

13.03.02.07 «Электроснабжение»

**Реконструкция системы электроснабжения  
Шарыповского Хлебоприемного Предприятия**

Руководитель \_\_\_\_\_ 06.06.16 к.т.н., доцент Сизганова Е.Ю.  
подпись,                      дата      должность, ученая степень      фамилия, инициалы

Выпускник \_\_\_\_\_ 06.06.16 Денисевич М.А.  
подпись,                      дата                                      фамилия, инициалы

Красноярск, 2016

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						2
Из	Лис	№ до-	Подп	Да		

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Краткая характеристика предприятия и технологического процесса с отнесением отдельных приёмников к соответствующей категории (I,II,III).....	7
2 Определение электрических нагрузок.....	10
2.1 Определение электрических нагрузок по цехами и предприятию.....	10
2.2 Определение расчётной нагрузки и компенсации реактивной мощности ОАО «Шарыповское ХПП».....	16
2.3 Определение центра электрических нагрузок.....	18
3 Обоснование реконструкции системы электроснабжения ОАО «Шарыповское ХПП».....	21
3.1 Предложение схемы реконструкции ОАО «Шарыповское ХПП».....	22
4 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения.....	23
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения.....	24
Вариант 1.....	24
Вариант 2.....	28
6 Выбор числа и мощности трансформаторов 2КТП с учётом компенсации реактивной мощности.....	32
6.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 2КТП.....	32
6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей.....	34
7 Выбор кабелей для схемы внутреннего электроснабжения.....	36
8 Расчет токов КЗ.....	38
8.1. Расчетные данные внешнего источника питания .....	38
8.2 Расчет токов КЗ(3) КТП.....	42
8.3 Расчет несимметричного однофазного КЗ на землю.....	49
8.4 Расчёт трехфазного КЗ на КЛ 0,4кВ.....	55
9 Выбор коммутационно-защитного оборудования.....	57
9.1 Выбор предохранителей и выключателя нагрузки на 10 кВ.....	60
9.2 Выбор автоматических выключателей 2КТП 0,4 кВ.....	61
9.3 Выбор шин на 10кВ.....	63
9.5 Выбор проходных изоляторов.....	65
9.6 Выбор опорного изолятора .....	66
9.7 Выбор трансформаторов тока.....	67
9.8 Защита от перенапряжений.....	68
10 Релейная защита.....	69

10.1 Выбор типов измерительных трансформаторов.....	69
10.2 Токовая отсечка .....	71
10.3 Газовая защита трансформатора .....	72
10.4 Максимальная токовая защита.....	73
10.5 Специальная токовая защита нулевой последовательности.....	74
11 Расчёт заземления и грозозащиты 2КТП630.....	76
11.1 Расчёт заземления 2КТП630.....	76
11.2 Расчёт грозозащиты 2КТП630.....	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	83
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	84

## ВВЕДЕНИЕ

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дл		4

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии. По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. Развитие и усложнение структуры систем электроснабжения возрастающие требования к экономичности и надежности их работы в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии, широкое внедрение устройств управления распределением и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники ставят проблему подготовки высококвалифицированных инженеров. С помощью электрической энергии приводятся в движение миллионы станков и механизмов, освещение помещений, осуществляется автоматическое управление технологическими процессами и др. Экономия энергетических ресурсов должна осуществляться путем: перехода на энергосберегающие технологии производства; совершенствование энергетического оборудования, реконструкция устаревшего оборудования; сокращение всех видов энергетических потерь и повышение уровня использования вторичных энергетических ресурсов. В первую очередь относится повышение надежности электроснабжения, так как внезапное, иногда даже весьма кратковременное прекращение подачи электропитания может привести к большим убыткам в производстве. Но повышение надежности связано с увеличением стоимости системы электроснабжения, поэтому важной задачей должно считаться определение оптимальных показателей надежности, выбор оптимальной по надежности структуры системы электроснабжения.

Также важной задачей является обеспечение требуемого качества электроэнергии. Низкое качество электроэнергии приводит помимо прочих нежелательных явлений к увеличению потерь электроэнергии как в электроприемниках, так и в сети. От надежного и бесперебойного электроснабжения зависит: работа промышленных предприятий любых отраслей, полученная прибыль, зависящая от объемов выпуска продукции, соблюдения условий хранения скоропортящейся продукции, особенно актуально это звучит для предприятий пищевой промышленности. Для эффективного функционирования предприятия, схема электроснабжения должна обеспечивать должный уровень надежности и безопасности. Развитие частного предпринимательства предполагает использование новых подходов, в организации распределения и учета электроэнергии. В частности это касается наличия нескольких предприятий на территории одной производственной зоны (участка), принадлежащих разным собственникам. Наличие разных технологических цепочек, плюс экономически оправданная система электроснабжения, учета электроэнергии, налагает определенные (специфические) требования к проектированию данных предприятий.

# **1 Краткая характеристика предприятия и технологического процесса с отнесением отдельных приёмников к соответствующей категории (I,II,III)**

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дп		5

Существующая схема электроснабжения:

Предприятие ОАО «Шарыповское ХПП» имеет следующую схему электро-снабжения (ГЧ, лист 1):

1. Питание осуществляется от ПС №27 «Шарыповская» 110/35/10. Воздушной линией ВЛ 40-35 10 кВ. Местность – городская зона, промышленный район. Рельеф - русло реки, болотистая местность и разные уровни высот прохождения линии.

2. Понижительная трансформаторная подстанция КТП 40-35 питающаяся от ВЛ 40-35 10 кВ, имеет два отдельных трансформатора ТМ 1000/10/0,4 и ТМ 630/10/0,4 не связанных между собой по НН, предназначенных для запитывания своих установок, без возможности резервирования. Компенсация реактивной мощности отсутствует, в связи с выходом из строя конденсаторной установки.

ТМ 1000/10/0,4 осуществляет питание РУ 32 элеватора ДСП 32, РУ 40 элеватора Ц 40, складов с 1 по 12, административно-хозяйственный корпус, склад ГСМ.

ТМ 630/10/0,4 осуществляет питание мельнично-выбойного цехов.

3. Питание цехов производится комбинированно ВЛ и КЛ, радиально без резервной линии. Длина линий увеличена, из-за подземных коммуникаций предприятия, железнодорожных путей. Освещение площадок, проездов и общее освещение привязано к РУ цехов, управление происходит путём включения персоналом.

Характеристика объектов элеватора по взрыво и пожаробезопасности:

Основное функциональное назначение проектируемого объекта – приёмка зерна, закупленного у производителей с автотранспорта, очистка на зерноочистительных машинах, сушка в зерносушилках, складирование в силосах зернохранилища и отгрузка в автотранспорт.

Наряду с опасностями общего характера (наличие горючего продукта – зерна, наличие движущихся узлов машин, эксплуатация и ремонтное обслуживание оборудования, наличие электрических устройств напряжением 380/220В и др.) технологический процесс производства имеет ряд специфических опасностей, которым может подвергаться обслуживающий персонал. Наиболее важной специфической опасностью для элеватора является образование пыле-воздушных смесей. Перемещение зерна, транспортирование сухих продуктов конвейерами и но-  
риями сопровождается выделением пыли продукта. Пыль способна не только го-

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дп		6

реть, но и при определённых условиях вызывать локальные (первичные) пылевые взрывы в технологическом оборудовании, которые могут распространяться по коммуникациям производственных помещений объекта, приводя к разрушениям, травмированию людей и пожару.

Класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76 3-й - вещества умеренно опасные;

Категория и группа взрывоопасной смеси по ПУЭ – II ВТЗ

Класс взрыво- пожароопасной зоны по ПУЭ В-II а - без средств взрывозащиты (при соблюдении требований 7.3.63). Оболочка со степенью защиты IP54. Искрящие части машины (например, контактные кольца) должны быть заключены в оболочку также со степенью защиты IP54.

При проектировании применяется электрооборудование повышенной надёжности против взрыва защита вида "е" и взрывонепроницаемая оболочка. Маркировка по взрывозащите 2ExedIIBTЗ.

7.3.58. Электрические машины с защитой вида "е" допускается устанавливать только на механизмах, где они не будут подвергаться перегрузкам, частым пускам и реверсам. Эти машины должны иметь защиту от перегрузок с временем срабатывания не более времени  $t_e$ . Здесь  $t_e$  - время, в течение которого электрические машины нагреваются пусковым током от температуры, обусловленной длительной работой при номинальной нагрузке, до предельной температуры.

7.3.63. Во взрывоопасных зонах класса В-IIа рекомендуется применять электрооборудование, предназначенное для взрывоопасных зон со смесями горючих пылей или волокон с воздухом.

При отсутствии такого электрооборудования допускается в зонах класса В-IIа - электрооборудование общего назначения (без взрывозащиты), но имеющее соответствующую защиту оболочки от проникновения пыли.

Применение взрывозащищённого электрооборудования, предназначенного для работы в средах взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом, и электрооборудования общего назначения с соответствующей степенью защиты оболочки допускается при условии, если температура поверхности электрооборудования, на которую могут осесть горючие пыли или волокна (при работе электрооборудования с номинальной нагрузкой и без наслоения пыли), будет не менее чем на 50°C ниже температуры тления пыли для тлеющих пылей или не более двух третей температуры самовоспламенения для нетлеющих пылей.

Элеватор представляет собой комплекс следующих основных сооружений: рабочего здания, где размещено основное технологическое и транспортное оборудование; силосов для хранения зерна; приемных и отпусковых устройств для различных видов транспорта; зерно- сушилок. Основное функциональное назна-

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дп		7

чение проектируемого объекта – приемка зерна, закупленного у производителей с авто и ж.д. транспорта, очистка на зерноочистительных машинах, сушка в зерносушилках, складирование в силосах зернохранилища и отгрузка в авто и ж.д. транспорт. В состав проектируемого элеваторного комплекса входят следующие сооружения (ГЧ лист 1):

- приемно-технологическая лаборатория (поз.13) относится ко III категории по надежности электроснабжения, т.к. при отключении электроэнергии возможен анализ привозимого или отпускаемого зерна;

- контрольно-пропускной пункт (поз. 14) осуществляет визуальный осмотр. без использования электрической энергии, при отключении система видеонаблюдения питается от аккумулятора - III категория;

- автомобильные весы на 2 проезда грузоподъемностью 100 т(поз.15) III категория (при отключении электроэнергии возможен анализ привозимого или отпускаемого зерна);

- административное здание (поз.16) III категории средства ЭВМ: документы отчетности, путевые листы, заказ-наряды, распоряжения и допуск рабочего персонала;

- ремонтный цех III категория, производство ремонтных работ производится в основном на элеваторе, путём замены и ремонта узлов и агрегатов (поз.17);

- железнодорожные весы на 1 проезд грузоподъемностью 100 т (поз.18) III категория (при отключении электроэнергии возможен анализ привозимого или отпускаемого зерна);

- Станция ГСМ(поз.19) III категория (при отключении электроэнергии остановка топливных насосов, остановка сушки зерна, что вызывает простой элеваторных комплексов, допустимое время простоя 24 часа);

- элеваторный комплекс 32(сушка, отчистка зерна, трансп.) (поз. 32) III категория (при отключении электроэнергии, остановка элеватора нарушает технологический процесс, допустимое время простоя 24 часа);

- элеваторный комплекс 40(сушка, отчистка зерна, трансп.) (поз. 40) III категория (при отключении электроэнергии, остановка элеватора нарушает технологический процесс, допустимое время простоя 24 часа);

- зернохранилища (с привязкой к элеваторному комплексу) (поз.с 1 по 12) III категория так как являются составляющей элеватора;

- мукомольный комплекс (поз. 20) II категория (при отключении электроэнергии, нарушается автоматизированный технологический процесс, допустимое время простоя 24 часа, при превышении: порча продукции мелко срочный ремонт, мельничного комплекса);

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		8



- местные котельные (поз. 21, 22) относятся ко II категории по надежности электроснабжения, т.к. при отключении электроэнергии, в зимнее время возможен выход из строя теплоцентрали;

Согласно ПУЭ:

1.2.20. Электроприёмники второй категории в нормальных режимах должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания.

Для электроприёмников второй категории, при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

1.2.21. Для электроприёмников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток. Составляют не более 72 часов в год.

## 2 Определение электрических нагрузок

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						9
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дд		

## 2.1 Определение электрических нагрузок по цехам и предприятию

При использовании горизонтальных ленточных транспортеров длиной 50 метров по расчётным данным требуются, асинхронные электродвигатели двигателя не менее 7 кВт 1000 об.мин. с возможностью реверсивного пуска, привод ленты осуществляется ремнями. Количество определяется генеральным планом и конструкцией элеватора  $K_H = 0,5$ ;

При использовании вертикальных ленточных элеваторных транспортёров длиной от 5 до 12 метров по расчётным данным требуются, асинхронные электродвигатели двигателя от 10 до 37 кВт 1000 об.мин., привод ленты осуществляется двух-трёх ступенчатым редуктором. Количество определяется генеральным планом и конструкцией элеватора.

Вентиляторы по расчётным данным: асинхронные электродвигатели от 18,5 до 37 кВт 1000 об.мин., привод крыльчатки осуществляется, ременной передачей. Количество определяется генеральным планом и конструкцией элеватора.

Насосное оборудование котельных, топливных насосов задано генеральным планом.

При проектировании освещения зернохранилищ, внутри элеваторных помещений, внешнего освещения с учётом пункта 1, генерального плана и мест установки.

Все рабочие приемники цеха разбиваем по характерным группам с одинаковыми коэффициентами использования  $K_H$  и мощности  $\cos\phi$  с выделением групп приемников с переменным (группа А –  $K_H < 0,6$ ) и мало меняющимся (группа Б –  $K_H \geq 0,6$ ) графиками нагрузки[1].

Расчетные нагрузки (активная и реактивная) приемников группы А в целом по цеху определяем из выражений:

$$P_P = K_M \cdot \Sigma P_{cm}, \quad (2.1)$$

$$Q_P = K_{mp} \cdot \Sigma Q_{cm}, \quad (2.2)$$

где  $\Sigma P_{cm} (Q_{cm})$  – суммарная средняя активная (реактивная) мощность приемников группы А за наиболее загруженную смену;

$K_M$  – коэффициент максимума активной мощности.

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						10
Из	Лис	№ до-	Подп	Дл		

Величину  $K_m$  находим по кривым  $K_m = f(n_n)$  или при  $K_H = 0,1-0,9$  в зависимости от величины средневзвешенного значения коэффициента использования  $K_H$  и приведённого числа приёмников  $n_n$ .

Величину  $K_H$  определяем из выражения

$$K_u = \frac{\Sigma P_{cm}}{\Sigma P_n}, \quad (2.3)$$

где  $\Sigma P_n$  – суммарная установленная мощность приемников группы А с приведением к ПВ = 1.

Расчетную нагрузку, создаваемую одним приемником электроэнергии (напряжением до 1 кВ и выше), принимают равной номинальной мощности приемника (для приемников с ПКР паспортная мощность приводится к ПВ = 1). По этой нагрузке выбирают сечение питающей линии и коммутационно-защитную аппаратуру.

Величину  $n_3$  определяем из выражения:

$$n_3 = \frac{2 \Sigma P_n}{P_{n \text{ макс}}}, \quad (2.4)$$

где  $P_{n \text{ макс}}$  – номинальная активная мощность наибольшего приёмника группы А, так как отношение  $m = P_{n \text{ макс}} / P_{n \text{ мин}} > 3$  и  $K_u > 0,2$ .

Расчетные нагрузки (активная и реактивная) приемников группы Б в целом по цеху определяем из выражений:

$$P_P = \Sigma P_{cm}, \quad (2.5)$$

$$Q_P = \Sigma Q_{cm}, \quad (2.6)$$

где  $\Sigma P_{cm}$  ( $\Sigma Q_{cm}$ ) – суммарная средняя активная (реактивная) мощность приёмников группы Б за наиболее загруженную смену.

Величины  $\Sigma P_{cm}$  ( $Q_{cm}$ ) по группам А и Б в целом определяем суммированием средних активных (реактивных) мощностей характерных групп приемников, входящих в группы А и Б, определяемых из выражений:

$$P_{см} = K_u \cdot P_n, \quad (2.7)$$

где  $P_n$  – суммарная установленная мощность характерной группы приемников, приведенная к ПВ = 1;

$K_u$  – групповой коэффициент использования активной мощности за наиболее загруженную смену;

$tg \varphi$  – соответствует характерному для данной группы приёмников средневзвешенному значению коэффициента мощности ( $\cos \varphi$  принимается по справочным данным для каждой характерной группы приёмников).

$$Q_{см} = P_{см} \cdot tg \varphi, \quad (2.8)$$

где  $Q_{см}$  – суммарная средняя реактивная мощность;

$P_{см}$  – суммарная средняя активная мощность;

$tg \varphi$  – соответствует характерному для данной группы приёмников средневзвешенному значению коэффициента мощности ( $\cos \varphi$  принимается по справочным данным для каждой характерной группы приёмников).

Расчетную нагрузку, создаваемую одним приемником электроэнергии (напряжением до 1 кВ и выше), принимают равной номинальной мощности приемника (для приемников с ПКР паспортная мощность приводится к ПВ = 1). По этой нагрузке выбирают сечение питающей линии и коммутационно-защитную аппаратуру.

$$P_n = P_{пасп} \sqrt{ПВ_{пасп}}, \quad (2.9)$$

где  $P_{пасп}$ , кВт;

$ПВ_{пасп}$ , отн.ед. – паспортные данные о мощности и относительной продолжительности включения приемника.

Расчетные активные и реактивные нагрузки силовых приемников по цеху в целом определяем суммированием соответствующих нагрузок группы А и Б согласно выражениям:

$$P_P = (K_m \cdot \Sigma P_{см})A + (\Sigma P_{см})B;$$

$$Q_P = (K_m \cdot \Sigma Q_{см})A + (\Sigma Q_{см})B.$$

Данные расчётов нагрузок по цехам и предприятию в целом сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Общие сведения силовых нагрузок

Группа	Наименование узлов питания групп приемников электроэнергии	Количество	Устанавливаемая мощность. Приведенная к ПВ=100%кВт			m=P <sub>н</sub> max/P <sub>н</sub> min	Ки	Cosφ	Tgφ	Средняя нагрузка за макс. загруженную смену		пэ	Км	P <sub>p</sub> кВт	Q <sub>p</sub> кВт	S <sub>p</sub> кВА
			min	max	P <sub>н</sub> Σ					P <sub>см</sub> , кВт	Q <sub>см</sub> , квар					
Элеваторный комплекс ДСП 32																
A	Редукторы	3	2.2	15	21.2	6.82	0.5	0.7	1.02	10.6	10.8	2.8	1.25	13.3	13.5	18.9
A	Вентеляторы	4	2.2	37	87.7	16.82	0.5	0.7	1.02	43.9	44.7	4.7	1.25	24.26	55.9	61
A	Нории	5	18.5	30	114.5	1.62	0.5	0.7	1.02	57.3	58.4	7.6	1.25	71.6	73	102
A	Транспортеры	4	4	15	41	3.75	0.5	0.7	1.02	20.5	20.9	5.5	1.25	25.63	26.1	36.6
A	Транспор склады	12	10	11	126	1.1	0.5	0.7	1.02	63	64.3	23	1.21	76.23	77.8	109
A	Насос ГСМ	1	5	5	5	1	0.4	0.7	1.02	2	2.04	2	1.21	2.42	2.47	3.46
Итого по 0,38кВ:		29			395.4					197	201			213.35	249	331
Элеваторный комплекс Ц 40																
A	Редукторы	4	2.2	15	36.2	6.818	0.5	0.7	1.02	18.1	18.5	4.8	1.25	22.625	23.1	32.3
A	Вентеляторы	4	2.2	30	84.2	13.63	0.5	0.7	1.02	42.1	43	5.6	1.25	24.26	53.7	58.9
A	Нории	8	15	37	173.5	2.466	0.5	0.7	1.02	86.8	88.5	9.4	1.25	108.4	111	155
A	Транспортеры	6	4	15	43.7	3.75	0.5	0.7	1.02	21.9	22.3	5.8	1.25	27.3	27.9	39
A	Транспор склады	14	7	11	143	1.571	0.5	0.7	1.02	71.5	72.9	26	1.21	86.52	88.3	124
A	Насос ГСМ	1	5	5	5	1	0.4	0.7	1.02	2	2.04	2	1.21	2.42	2.47	3.46
Итого по 0,38кВ:		37			485.6					242	247			271.6	306	412
Мельничный комплекс																
A	Мельница	96	0.55	153	850	278.18	0.5	0.85	0.62	425	263	11	1.08	459	284	540
Итого по 0,38кВ:		96			850					425	263			459	284	540
Админестративно-хозяйственный комплекс																
Б	Админестративные помещения	6	4	15.6	39.6	3.9	0.8	0.7	1.02	31.7	32.3					
Б	Насосно-котельное оборудование	2	8.5	10	18.5	1.1765	0.8	0.7	1.02	14.8	15.1					
Итого силовой нагрузки :														990.39	887	1329

Расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха обычно определяется по установленной мощности и коэффициенту спроса:

$$P_{po} = P_{no} \cdot K_{co}, \quad (2.10)$$

где  $K_{co}$  – коэффициент спроса, для освещения, принимаемый по [2табл.2.2];  
 $P_{no}$  – установленная мощность приёмников электрического освещения.  
 Величина  $P_{no}$  может находиться по формуле:

$$P_{no} = P_{удо} \cdot F, \quad (2.11)$$

где  $P_{удо}$  – удельная нагрузка, Вт/м<sup>2</sup> площади пола цеха по [1табл.2.4];  
 $F$  – площадь пола цеха, определяемая по генплану, м<sup>2</sup>.

Данные расчётов нагрузок по цехам и предприятию в целом сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Осветительная нагрузка

Наименование		F, м.кв.	Рудо, кВт		Рно, кВт		Ксо	Рро, кВт	
Освещение элеваторный комплекс ДСП 32		473	0.012		5.68		0.85	4.8246	
Освещение зернохранилище ДСП32		6000	0.005		30		0.6	18	
Освещение элеваторный комплекс Ц40		624	0.012		7.49		0.85	6.3648	
Освещение зернохранилище Ц40		6400	0.005		32		0.6	19.2	
Освещение административно-хозяйственный комплекс		533.4	0,12-0,22		9.40		0,85-0,95	8.4427	
Мельничный цех		1400	0.012		16.8		0.95	15.96	
Итого нагрузки освещения :		15430						72.792	
Полная нагрузка ХПП :								1063.2	887 1384

## 2.2 Определение расчётной нагрузки и компенсации реактивной мощности Шарыповское ХПП

Расчётная мощность предприятия  $P_p = 1063,221$  кВт.  $Q_p = 887$  кВарр. Произведём расчёт потерь:

Так как трансформаторы КТП, еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них определяются из соотношений:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_p = 0,02 \cdot 1384 = 27,68 \text{ кВт}; \quad (2.12)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность предприятия;  
 $\Delta P_m$  – потери активной мощности в трансформаторе.

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_p = 0,1 \cdot 1384 = 138,4 \text{ кВарр}; \quad (2.13)$$

где  $S_p$  – расчётная мощность предприятия;  
 $\Delta Q_m$  – потери реактивной мощности в трансформаторе.

Величину реактивной мощности, поступающей от станции  $Q_{u40}$ , следует определять по активной мощности источников и коэффициенту мощности  $\cos\varphi_{ист}$ , с которым запланирована выдача мощности с шин этих источников:

$$\sin \varphi_{п40} = \sqrt{1 - 0,92^2} = 0,392, \quad (2.14)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{п40} = \frac{0,392}{0,92} = 0,538, \quad (2.15)$$

$$Q_{п40} = P_{п40} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{п40} = 1,063 \cdot 0,538 = 0,572 \text{ МВар}; \quad (2.16)$$

где  $\cos\varphi_{ист}$ ,  $\sin\varphi_{ист}$ ,  $\operatorname{tg}\varphi_{ист}$  – коэффициенты мощности поступающей от питающей станции;

$Q_{u40}$  – величина реактивной мощности поступающей от станции.

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом определяется из выражения:

$$Q_{ку} = Q_{u40} - Q_{ХПП} \quad (2.17)$$

где  $Q_{ку}$  – мощность компенсирующих устройств;  
 $Q_{u40}$  – мощность от питающей станции;

$Q_{хпп}$  – потребление мощности предприятием.

$$Q_{хпп} = \Sigma Q_p + \Delta Q_m, \quad (2.18)$$

где  $\Sigma Q_p$  - мощность предприятия;

$\Delta Q_m$  - потери реактивной мощности в трансформаторе.

$$Q_{хпп} = 887 + 138,4 = 1025,4 \text{кВар}, \quad (2.19)$$

Расчётная мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{ку} = 0,572 - 1,0254 = -0.453 \text{МВар}; \quad (2.20)$$

Активная мощность компенсирующего устройства:

$$\Delta P_{ку} = 1,144 \text{кВт},$$

$$P_{рез\Sigma} = \frac{1092,045 \cdot 10}{100} = 109,045 \text{кВт}, \quad (2.22)$$

где  $P_{рез\Sigma}$  – резерв активной мощности, составляющий 10 % от  $P_p$ .

Суммарные расчётные данные ХПП:

$$P_{\Sigma P} = P_p + P_{KV} + \Delta P_m + P_{рез\Sigma} = 1063,221 + 1,144 + 27,68 + 109,205 = 1201,25 \text{кВт}, \quad (2.23)$$

где  $P_{\Sigma P}$  – суммарная активная мощность предприятия;

$$S_{\Sigma P} = \sqrt{P_{\Sigma P}^2 + Q_p^2} = \sqrt{1201,25^2 + 453^2} = 1283,83 \text{кВт}, \quad (2.24)$$

где  $S_{\Sigma P}$  – суммарная расчётная мощность предприятия;

$$Q_{\Sigma P} = 572 \text{кВар}. \quad (2.25)$$

где  $Q_{\Sigma P}$  – суммарная реактивная мощность предприятия;



## 2.3 Определение центра электрических нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это даёт возможность построить экономическую и надёжную систему электроснабжения, так как сокращается протяжённость сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения (подстанции строят очередями по мере расширения производства). РП и другие коммутационные узлы, на которых нет преобразования энергии, выгоднее размещать не в центре, а на границе питаемых ими участков сети таким образом, чтобы не было обратных потоков энергии.

В настоящее время разработан метод определения места расположения подстанций по территории промышленного предприятия, при котором достигают наименьших затрат. Метод использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия.

Радиус окружностей находят, м:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_p + P_{po}}{\pi m_4}}, \quad (2.26)$$

где  $P_i$  – расчётная мощность  $i$ -го цеха;

$m$  – масштаб определения площади круга,  $m = 0,1 \cdot \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$ .

Угол сектора ( $\alpha$ ) определяем из соотношения активных расчётных ( $P_{po} +$ ) и осветительных нагрузок ( $P_{po}$ ) цехов находят по формуле:

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{po}}{P_p + P_{po}}, \quad (2.27)$$

где  $\alpha$  – угол сектора;

$P_{po}$  – осветительные нагрузки

Нагрузки в виде кругов наносим на генплан, в круге выделяем сектор осветительной нагрузки. Нагрузки 0,4 кВ наносятся сплошной линией.

Определяем координаты центра активных электрических нагрузок:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i})} \quad (2.28)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{p0i})} \quad (2.29)$$

где  $P_{pi}$  – активная нагрузка  $i$ -го цеха, кВт;  
 $x_i, y_i$  – координаты центра тяжести  $i$ -го цеха, м.

Расчёты определения центра нагрузок записываются в таблицу 3

Таблица 3 - Определение центра электрических нагрузок активной мощности

№ цеха по генплану	Рр+Рро, кВт	Рро, кВт	г,мм	а,град	х,м	у,м	(Рр+Рро)х	(Рр+Рро)у
Зерновой цех 1 0.4 кВ								
ДСП 32	141.9401	4.8246	21.2612	12.2365	159	284	22568.476	40310.99
СКЛАД 1	15.705	3	7.07219	68.7679	187	211	2936.835	3313.755
СКЛАД 2	15.705	3	7.07219	68.7679	157	310	2465.685	4868.55
СКЛАД 3	15.705	3	7.07219	68.7679	157	256	2465.685	4020.48
СКЛАД 4	15.705	3	7.07219	68.7679	157	209	2465.685	3282.345
СКЛАД 11	15.705	3	7.07219	68.7679	187	256	2936.835	4020.48
СКЛАД 12	15.705	3	7.07219	68.7679	187	310	2936.835	4868.55
Итого:	236.1701	22.8246			164.1869	273.892	38776.036	64685.15
Зерновой цех 2 0.4 кВ								
Ц 40	191.4178	6.3648	24.6903	11.9703	124	284	23735.807	54362.66
СКЛАД 5	15.705	3	7.07219	68.7679	125	313	1963.125	4915.665
СКЛАД 6	15.705	3	7.07219	68.7679	125	255	1963.125	4004.775
СКЛАД 7	15.705	3	7.07219	68.7679	125	210	1963.125	3298.05
СКЛАД 8	15.705	3	7.07219	68.7679	93	258	1460.565	4051.89
СКЛАД 8А	11.485	1.2	6.04785	94.0357	93	225	1068.105	2584.125
СКЛАД 9	15.705	3	7.07219	68.7679	93	195	1460.565	3062.475
СКЛАД 10	15.705	3	7.07219	68.7679	93	312	1460.565	4899.96
Итого:	297.1328	25.5648			118.0448	273.21	35074.982	81179.6

## Окончание таблицы 3

№ цеха по генплану	Рр+Рро, кВт	Рро, кВт	г,мм	а,град	х,м	у,м	(Рр+Рро)х	(Рр+Рро)у
Административно-хозяйственный цех 0.4 кВ								
Администр. КПП	10.29	5.823	5.72457	203.72	244	277	2510.76	2850.33
Ремонтный цех	16.2	0.579	7.18278	12.8667	220	297	3564	4811.4
Лаборатория	11.07	0.57	5.93757	18.5366	257	288	2844.99	3188.16
Весовая	2.418	0.218	2.775	32.4566	215	268	519.87	648.024
котельная 1	14.14	0.57	6.71058	14.512	220	297	3110.8	4199.58
Весовая жд	2	0.2	2.52377	36	116	141	232	282
ГСМ	6	0.45	4.3713	27	69	358	414	2148
Итого:	62.118	8.41			205.7764	257.244	12782.42	15979.49
Мельничный цех 0.4 кВ								
Мельничный комплекс	318.4	9.6	31.8436	10.8543	64	218	20377.6	69411.2
Выбойка	147.6	5.76	21.681	14.0488	64	185	9446.4	27306
Котельная 2	1.8	0.6	2.39426	120	59	192	106.2	345.6
Итого:	467.8	15.96			63.98076	207.488	29930.2	97062.8
Итого поΣ:	1063.221				111.1957	245.3140	116563.64	258907

Пользуясь данными таблицы 1 и таблицы 3, выполняем расчёт центра электрических нагрузок реактивной мощности, данные сведены в таблицу 4:

Таблица 4 - Центр реактивной мощности ХПП

№ цеха по генплану	Qp, кВар		г,мм	а,град	х,м	у,м	(Рр+Рро)х	(Рр+Рро)у
Группа 32:	248.8278		89.0194		163.0631	276.082	40574.635	68696.92
Группа 40:	305.9949		98.7171		119.1247	275.157	36451.535	84196.63
Админ:	47.38		38.8448		232.4499	288.118	11013.478	13651.04
Мельница :	284.5014		95.1869		63.96048	203.47	18196.846	57887.41
Итого ХПП:	886.7041				119.8105	253.108	106236.49	224432

### 3 Обоснование реконструкции системы электроснабжения ОАО «Шарыповское ХПП»

Согласно расчётам в (п. 2, ГЧ лист 1), центр нагрузок не совпадает с расположением КТП 40-35 (ГЧ лист 1). Что увеличивает потери электроэнергии, длину кабельных линий. При последующей реконструкции и модернизации использование данной КТП 40-35 считается в дальнейшем убыточным и не пригодным для электроснабжения предприятия.

Временной износ изоляции, окончание срока эксплуатации КЛ, ВЛ. Отсутствие релейной защиты электроустановок, частичная и полная замена электроустановок, согласно плановой замене и по истечению ресурсов электроустановок.

Не соблюдение категории электроснабжения потребления электроэнергии предприятия, приводит к простою предприятия, что влечёт за собой материальные расходы, принуждают провести реконструкцию электроснабжения предприятия ОАО «Шарыповское ХПП». Не соответствие предприятия согласно пунктам ПУЭ, ПТЭЭП, СНИП, в связи с чем, дальнейшая эксплуатация предприятия не является безопасной:

- питание осуществляется от ПС №27 «Шарыповская» 110/35/10 Воздушной линией ВЛ 10 кВ. на деревянных опорах с железобетонными пасынками, срок эксплуатации которых истёк.

- КТП 40-35 не имеет резерва трансформаторов, что вызывает простой более 1 суток при покупке, замене трансформатора, складской резерв трансформаторов отсутствует. КТП 40-35 находится удалении от центра активно-реактивных нагрузок, что сказывается на длине линий, а также увеличении активно-индуктивных потерь и качестве электроснабжения предприятия в целом.

- подготовка к переходу с нефтяного на газовое хозяйство с последующим повышением категории надёжности предприятия.

При выходе из строя данная схема электроснабжения имеет большое время на восстановление.

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дп		20

### 3.1 Предложение схемы реконструкции ОАО «Шарыповское ХПП»

В связи с пунктами 1 - 3 предлагается к рассмотрению схема реконструкции ОАО «Шарыповского ХПП»:

- плановая замена деревянных опор на железобетонные.
- использование энергосберегающих ТМГэ 12 с высоким КПД.
- в связи с увеличением мощности предприятия за счёт обновления оборудования Ц 40 и ДСП 32, при выборе трансформаторов увеличим мощность предприятия на 200 КВА с возможностью перехода на I категорию надёжности электроснабжения.
- разделение одного КТП на два 2КТП меньшей мощности и установкой к цехам с наибольшей нагрузкой.

Выполнение предложенной реконструкции приведёт к повышению электробезопасности предприятия уменьшение потерь электроэнергии, увеличение энергоэффективности и надёжности электроснабжения предприятия.

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дл		21

## 4 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения

Для выбора рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия предварительно следует рассчитать нестандартное напряжение по формулам, полученным на основе статистических данных, например по формуле Стилла:

$$U = 4,34\sqrt{l + 16P}, \quad (4.1)$$

преобразованной С. Н. Никогосовым к более удобному виду

$$U = 16\sqrt[4]{Pl}, \quad (4.2)$$

$$U = 16\sqrt[4]{\frac{Pl}{n}}. \quad (4.3)$$

где  $n$  – количество линий;  
 $P$  – мощность линий;  
 $l$  – длина линий.

Эти формулы приемлемы для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт.

$$U_{40} = 16\sqrt[4]{\frac{1,201 \cdot 1,15}{1}} = 17,345 \text{ кВ}; \quad (4.4)$$

Выбираем из существующих подходящую питающую подстанцию. По экономическим, географическим и по технико-экономическим требованиям.

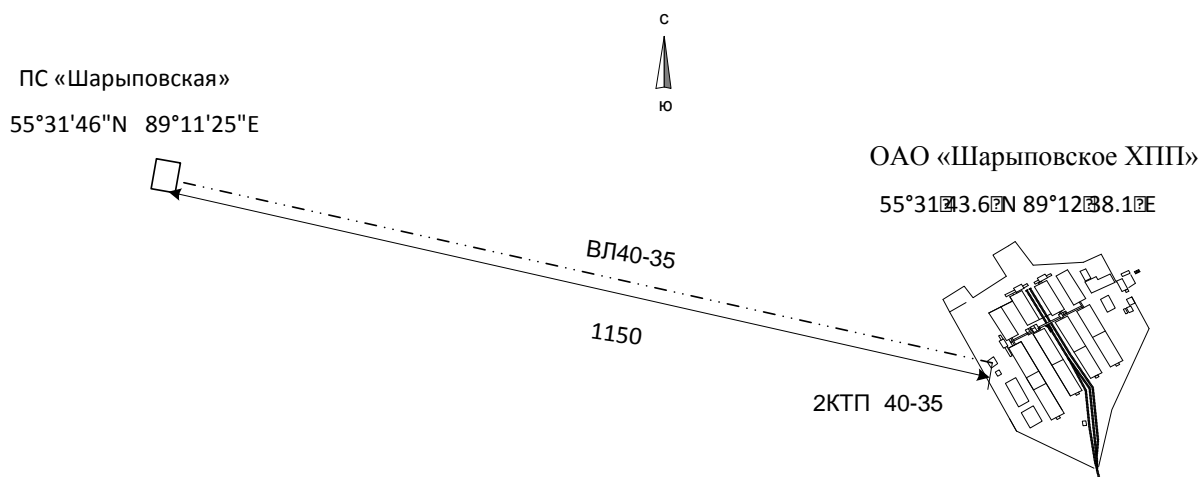


Рисунок 1- Питание предприятия

ПС №27 «Шарыповская» (г. Шарыпово) 110/35/10 кВ 1969г. Координаты: 55°31'46"N 89°11'25"E. Трансформаторы: 2х63 МВА cosφ = 0,86. Расположенная 1150 метров. Используется выделенный фидлер 35 на 10 кВ.

## 5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

$T_{\max} = 4400$ , одноставочный тариф/год:

### Вариант 1 ВЛ 10кВ:

#### 1.1 Выбор сечения воздушной линии

Расчётный ток линий ВЛ 10 определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_H} \quad (5.1)$$

$$I_p = \frac{1283,83}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10} = 74,122 \text{ A} \quad (5.2)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение питающей линии;

$n$  – количество цепей;

$S_p$  – расчетная мощность, зависящая от назначения линии.

Значения экономической плотности тока  $j_{\text{э}}$  нормируют в зависимости от конструктивного выполнения линий, материала провода, продолжительности использования наибольшей нагрузки и района сооружения. [ 4. таб. 4.2]. Для районов Сибири при  $T_m = 4400$  ч.  $j_{\text{э}} = 1,4 \text{ A/мм}^2$ .

$$F = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} \quad (5.3)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии, А;

$j_{\text{эк}}$  – нормированное значение экономической плотности тока,  $\text{A/мм}^2$ , выбираемое по [4 табл. 4.1] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки приведённого в [4 табл. 4.2].

$$F_{40} = \frac{72,23}{1,4} = 51,59 \approx 52 \text{ мм}^2 \quad (5.4)$$

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		23

Выбираем провод АС 63/10.5

Сечение проводов воздушных линий проверяется по допустимому нагреву в послеаварийном режиме, по условиям короны, по механической прочности.

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{p \max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5.5)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – наибольший расчетный ток из всех возможных режимов работы линии;

$I_{p \max}$  – ток послеаварийного режима из условия, что одна питающая линия вышла из строя.

$I_{\text{доп}}$  – допустимый длительный ток для провода нужного сечения, выбираемый по справочным данным АС 63/10.5 – 228А, вне помещений.

$$I_{p \max} = 2I_p = 2 \cdot 74,122 = 148,244 \text{ А}; \quad (5.6)$$

где  $I_{p \max}$  – ток послеаварийного режима из условия, что одна питающая линия вышла из строя.

$$148,244 \text{ А} \leq 228 \text{ А}, \quad (5.7)$$

Условие выполнено.

$I_{p \max} = 74,122 \text{ А}$ ;  $F = 63 \text{ мм}^2$ ;  $I_{\text{длин. доп.}} = 228 \text{ А}$ ;  $I_{\text{посл. авр}} = 144 \text{ А}$ ;  $R_0 = 0.4553 \text{ Ом/км}$ ;  $X_0 = 0,11 \text{ Ом}$ .

Так как напряжение 10 кВ, то проверка на корону согласно ПУЭ, не проводится [4 п. 1.3.33]. При напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента негладкости проводников.

По механической прочности:

Район по ветровому давлению (500 Па) и гололеду (15 мм) – II район, для сталеалюминиевого провода, минимально допустимые сечения проводов ВЛ 10 кВ по условиям механической прочности согласно ПУЭ по району равно 35/6,2 мм<sup>2</sup>.

1.2 Капитальные вложения на осуществление схемы электроснабжения (1-й вариант) составляют:

Опоры ВЛ 10:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дл		24



- промежуточные П10-1Н 9 700 руб./шт. с НДС,
- угловые промежуточные УП10-1Н 16 500 руб./шт. с НДС,
- анкерные(концевые) А10-1Н 10500 руб..
- стоимость технических средств и монтажа линии 54100 руб.

Для линий электропередач на 10 кВ минимальное расстояние между опорами с неизолированными проводниками для ветровых нагрузок и толщиной корки обледенения до 15 мм принимается: в населенных пунктах 50-75 метров.

Количество опор:

$$N_{\Sigma \text{опор}} = \frac{1150}{75} = 15,33 \approx 15 \text{ шт.} \quad (5.8)$$

- здесь же одна угловая и четыре анкерных.

Провод АС 63/10.5 стоимость 49,72руб/м.

Капитальные вложения в ВЛ:

$$K_{10\ell} = K_n + K_y + K_a + K_{y\partial} + K_{\text{л}} = 9,7 \cdot 12 + 16,5 + 10,5 + 54,1 + 57,178 = 265,178 \text{ т.р.} \quad (5.9)$$

где  $K_n$  – стоимость промежуточной П10-1Н 9 700 руб./шт. с НДС;

$K_y$  - стоимость угловой промежуточной УП10-1Н 16 500 руб./шт. с НДС;

$K_a$  - стоимость анкерные(концевые) А10-1Н 10500 руб;

$K_{y\partial}$  - стоимость технических средств и монтажа линии 54100 руб;

$K_{\text{л}}$  - стоимость провод АС 63/10.5 49,72руб/м.

1.3 Ежегодные издержки на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

$$И = И_{\ell} + И_{\Sigma}; \quad (5.10)$$

$$И = 14,85 + 40,016 = 54,87 \text{ т.р.}; \quad (5.11)$$

где  $И_{\ell}$  – издержки на амортизацию и ремонт;

$И_{\Sigma}$  – суммарная стоимость потерь электроэнергии.

Необходимо учитывать дополнительные расходы в виде издержек на амортизацию и ремонт, техническое обслуживание линий и коммуникаций ЭС:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		25

$$I_{\ell} = a_{\ell} K_{\ell} = 0,028 K_{\ell}; \quad (5.12)$$

$$I_{\ell} = a_{\ell} K_{\ell} = 0,028 \cdot 265,178 = 7.424 \text{ т.р.}; \quad (5.13)$$

где  $a_{\ell}$  – коэффициент амортизации для ВЛ 10 кВ.

Потребление ЭЭ на предприятии:

Время макс. потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2786 \text{ ч.} \quad (5.14)$$

Потери активной мощности в ВЛ:

$$\Delta P_{10} = \frac{S_p^2}{U_H^2} \cdot R_0 = \frac{1,284^2}{10^2} \cdot 0,455 \cdot 1,150 = 0,0083901 = 8,3901 \text{ кВт}; \quad (5.15)$$

где  $R_0$  – активное сопротивление линии.

$$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma 10} = \Delta P_{10} \cdot \tau = 8,39 \cdot 2786 = 23,374 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (5.16)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{\Sigma 10}$  – суммарные потери ;

Основная ставка по тарифу за потребляемую мощность  $a$  (основная ставка по двухставочному тарифу для 0.4 кВ (с учетом НДС - 18%)) - 2,76 руб./кВт/час  
Тариф на электроэнергию  $\beta$  (дополнительная ставка по двухставочному тарифу для 10 кВ (с учетом НДС - 18%)) - 33,74 коп./кВт·ч

$$\overline{I}_{\mathcal{E}} = 3,33 \text{ коп./кВт} \cdot \text{ч} \quad (5.17)$$

где  $I_{\mathcal{E}}$  – стоимость электроэнергии.

Суммарные потери электроэнергии:

$$I_{\mathcal{E} 10} = \overline{I}_{\mathcal{E}} \cdot \Delta \mathcal{E}_{\Sigma n} = 3,33 \cdot 23,374 = 77,838 \text{ т.р.} \quad (5.18)$$

1.4 Приведённые затраты в схему электроснабжения, тыс.руб./год:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						26
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		

$$3 = K_{10l} + I_{10} = 265,178 + 218,506 = 483,684. \quad (5.19)$$

## Вариант 2. КЛ10кВ:

### 2.1 Выбор сечения кабельной линии

Определим расчётный ток по кабельной линии, А:

$$I_{P10} = \frac{1283,83}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10} = 74,122 \text{ А} \quad (5.20)$$

$$I_{P35} = \frac{1283,83}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 35} = 21,178 \text{ А} \quad (5.21)$$

Сечение проводов кабельных линий проверяется по допустимому нагреву в послеаварийном режиме. По экономической плотности тока: [4 п.1.3.25] ПУЭ, с учётом [4 табл 1.3.36], Для районов Сибири при  $T_m = 4400$  ч.  $j_{\Sigma} = 1,4 \text{ А/мм}^2$ .

$$F = \frac{I_P}{j_{\Sigma}} = \frac{74,122}{1,4} = 52 \quad (5.22)$$

Принимаем  $50 \text{ мм}^2$ . ( $I_n = 130 \text{ А}$  в земле)

$$I'_{доп} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1 \cdot 130 = 130 \text{ А}, \quad (5.23)$$

где  $K_1$  и  $K_2 = 1$

По термической устойчивости к токам КЗ:

$$I_{K3} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,455} = 13,323 \text{ кА} \quad (5.24)$$

где  $I_{K3}$  - принимают ток послеаварийного режима.

$$F = \frac{I_{K3} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} = \frac{13,323 \cdot \sqrt{1,25}}{95} = 157 \text{ мм}^2 \quad (5.25)$$

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		27

где  $F$  - сечение проводов кабельных линий

Выбираем ААШв-10 3х185

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{p \max} \leq I_{\text{доп}} \quad (5.26)$$

где  $I_{p \max}$  – наибольший расчетный ток из всех возможных режимов работы линии,  
 $I_{\text{кз}}$  принимают ток послеаварийного режима

$$130 \leq 310 A, \quad (5.27)$$

2.2 Капитальные вложения на осуществление схемы электроснабжения (2-й вариант) составляют:

$$K_{\text{кл}10} = K_K + K_{np} = 991,3 \cdot 1150 \cdot 2 + 1651,3 \cdot 1150 = 4178,985 \text{ т.р.} \quad (5.28)$$

где  $K_K$  – капиталовложения ААШв-10 3х185 цена 991,36 руб/м;

$K_{np}$  - капиталовложения на прокладку кабельных линий в земле (табл. 5).

Таблица 5 – Стоимость монтажных работ КЛ

№ п/п	Наименование работ	Цена за метр, руб.
1	Разработка траншеи	450
2	Устройство подушки из песка или мелко-просеянного грунта	200
3	Укладка двух кабельных линий	400
4	Частичная обратная засыпка кабеля	150
5	Укладка сигнальной ленты и плит ПЗК	100
6	Полная обратная засыпка траншеи с трамбовкой	350
7	Восстановление нарушенного грунта (благоустройство)	1.300 руб./м²
Итого:		1651,3

## 2.3 Ежегодные издержки на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

$$И = И_{\ell} + И_{\text{эл},4}; \quad (5.29)$$

$$И = 242,381 + 14,380 = 256,761 \text{ т.р.}; \quad (5.30)$$

Необходимо учитывать дополнительные расходы в виде издержек на амортизацию и ремонт, техническое обслуживание линий и коммуникаций ЭС:

$$И_{\ell} = a_{\ell} K_{\ell} \quad (5.31)$$

$$И_{\ell} = a_{\ell} K_{\ell} = 0,058 \cdot 4178,985 = 242,381 \text{ т.р.}; \quad (5.32)$$

где  $a_{\ell}$  – 0,058 коэффициент амортизации для КЛ 10 кВ.

Потребление ЭЭ на предприятии

Время макс. потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4400}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2786 \text{ ч.} \quad (5.33)$$

Потери активной мощности в КЛ:

$$\Delta P_{10} = \frac{S_p^2}{U_H^2} \cdot R_0 = \frac{1,284^2}{10^2} \cdot 0,082 \cdot 1,150 = 0,00155 = 1,55 \text{ кВт}; \quad (5.34)$$

Суммарные потери электроэнергии КЛ 10кВ:

$$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma 10} = \Delta P_{10} \cdot \tau = 1,55 \cdot 2786 = 4318,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (5.35)$$

Основная ставка по тарифу за потребляемую мощность  $a$  (основная ставка по двухставочному тарифу для 0,4 кВ (с учетом НДС - 18%)) - 2,76 руб./кВт/час  
Тариф на электроэнергию  $\beta$  (дополнительная ставка по двухставочному тарифу для 10 кВ (с учетом НДС - 18%)) - 33,74 коп./кВт·ч

$$\overline{I}_{\Sigma} = 3,33 \text{ коп} / \text{кВт} \cdot \text{ч} \quad (5.36)$$

где  $I_{\Sigma}$  – стоимость электроэнергии.

Суммарные потери:

$$I_{\Sigma 10} = \overline{I}_{\Sigma} \cdot \Delta \Sigma_{\Sigma 10} = 3,33 \cdot 4318,3 = 14,380 \text{ т.р.} \quad (5.37)$$

2.4 Приведённые затраты в схему электроснабжения, тыс.руб./год:

$$Z = K + I = 4178,985 + 256,761 = 4435,746 \text{ т.р.} \quad (5.38)$$

Результаты расчётов представим в таблице 6:

Таблица 6 - Выбор варианта внешнего питания ВЛ10, КЛ10

Вариант	Суммарные потери $I_{\Sigma}$ :	Сумма всех издержек, И:	Сумма капиталовложений. $K_{\text{ВЛТ}\Sigma}$	Приведённые затраты, Z:
ВЛ 10кВ	77,838 т.р.	85,263 т.р.	265,178 т.р.	483,684 т.р.
КЛ 10кВ	14.380 т.р.	256,761 т.р.	4178,985 т.р.	4435,746 т.р.

Вывод: из сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов различие приведённых затрат составляет более 5%, поэтому предпочтение отдаётся первому варианту.

## 6. Выбор числа и мощности трансформаторов 2КТП с учётом компенсации реактивной мощности

### 6.1 Выбор числа и мощности трансформаторов 2КТП

Можно создавать и рассматривать различные варианты схемы электроснабжения. Число  $N_{\text{тр}}$  трансформаторов ЗУР зависит от нагрузки цеха, исключая высоковольтную, и требований надёжности электроснабжения:

$$N_{\text{КТП1}} = \frac{S_{P1}}{(k_3 \cdot S_{\text{ном}})} = \frac{740}{(0,7 \cdot 630)} \approx 2;$$

$$N_{\text{КТП2}} = \frac{S_{P1}}{(k_3 \cdot S_{\text{ном}})} = \frac{743,83}{(0,7 \cdot 630)} \approx 2;$$

где  $S_p$  — полная расчетная нагрузка объекта, для которого определялись  $P_{\text{max}}$  и  $\cos\phi$  при расчете нагрузок;

$k_3$  — коэффициент загрузки;

$S_{\text{ном}}$  — номинальная мощность единичного трансформатора. Коэффициенты загрузки трансформаторов на подстанциях[4]

Время, в течение которого допустимы кратковременные перегрузки масляных трансформаторов на 200 % 1,5 мин.

Кратковременные перегрузки масляных трансформаторов на 30 % допускаются в течение 120 мин.

Время, в течение которого допустимы кратковременные перегрузки масляных трансформаторов на 100 % 5 мин

Электроаппараты, которые устанавливаются на вводе трансформатора при его номинальной мощности  $s_{\text{ном}} \geq 630$  кВА и магистральном питании, это — предохранитель и выключатель нагрузки.

Производим расчёт мощности трансформаторов 2КТП(таб.1; ГЧ, лист 1):

$$S_{\text{ном.ТР1}} \geq 0,7 \cdot S_{P1} = 740 = 518 \text{кВА}; \quad (6.1)$$

$$S_{\text{ном.ТР}} \geq 0,7 \cdot S_{P2} = 0,7 \cdot 743,83 = 520,7 \text{кВА}; \quad (6.2)$$

где  $S_{P1} = S_m + S_d$  - мощности местной котельной, мельничного, выбойного цехов из табличных данных  $S_m = 540$  кВА (таб. 1), с учётом реконструкции макаронного цеха  $S_d = 200$  кВА (п.3.1 стр.23);

$S_{P2}$  - мощности зерновых цехов (таб. 1).

Выбираем трансформатор ТМГэ-12 630/10 [10] технические характеристики которого, предоставлены таблице 8:

Таблица 8 - технические характеристики ТМГэ-12 630/10

Тип тр-ра	S ном. кВА	U ном. кВ		Схема и гр. соедин. обмоток	Потери х.х (P <sub>0</sub> ), Вт	Потери КЗ, (Р <sub>к. з.</sub> ), Вт	Ток холостого хода, %	U <sub>кз</sub> , %
		ВН	НН					
ТМГ-12	630	10	0,4	Y/Yn-0	800	4600	0,8	4,5
				D/Yn-11				

Потери холостого хода в трансформаторе ТМГэ 12 630 - 800 Вт.

Суммарные годовые потери 2ТМ 630:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{TM}} = 2 \cdot 1,05 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{7,6 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{(0,449)^2}{(0,63)^2} \cdot 2786 = 26,038 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 26038 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; (6.4)$$

Суммарные годовые потери 2ТМГэ 12 630:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{TMГ}} = 2 \cdot 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 + \frac{6,75 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{(0,449)^2}{(0,63)^2} \cdot 2786 = 18,792 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 18792 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; (6.5)$$

Сравним по количеству потерь трансформаторы ТМ и ТМГэ 12 расчёты запишем в таблице 9:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{TM}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{TMГ}} = 26038 - 18792 = 7246 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (6.6)$$

Таблица 9 – Годовые потери трансформаторов ТМ и ТМГэ 12

Характеристики	Тип трансформатора	
	ТМ-630	ТМГэ 12 630
Потери холостого хода, Вт	1050	800
Потери короткого замыкания, Вт	7600	6750
Экономия электроэнергии в год, кВт*ч		7246

Для размещения ТМГэ 12 630 выбираем 2КТП630/10 киоскового типа, комплектные трансформаторные подстанции при не высокой цене, отличаются быстрой установкой и удобством монтажа и малыми размерами при соответствии климатическим зонам, а так же ПУЭ, ПТЭЭБ и СНиП. Данные приведены в таблице 10:



Таблица 10 – данные 2КТП630

Подстанция трансформаторная 2КТП 630:	
Конструкция трансформаторной подстанции	Киосковая
Способ присоединения станции к сети	Тупиковая
Количество трансформаторов в станции	2
Тип понижающего трансформатора	ТМГ 12 630/10
Количество фаз	3
Потери холостого хода	0,800кВт
Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения	10.0(кВ)
Номинальное напряжение на стороне низшего напряжения	0.4(кВ)
Частота тока	50(Гц)
Тип монтажа подстанции	Опорная
Вывод на стороне низкого напряжения	Воздушный
Род установки	Открытый воздух
Тип трансформаторной подстанции по мобильности	Стационарная
Срок службы	25.0(лет)
Дополнительные характеристики	
Минимальная рабочая температура окружающей среды	-45.0(град.)
Максимальная рабочая температура окружающей среды	45.0(град.)
Количество отходящих линий	Заказное
Исполнение нейтрали	Глухозаземленная
Габаритные размеры	
Длина	2000.0(мм)
Высота	2400.0(мм)
Ширина	2000.0(мм)
Стоимость	
Цена с НДС:	760 083 т.руб.

## 6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей

Суммарная расчётная мощность конденсаторных компенсирующих устройств по предприятию в целом определяется из выражения (п.2; табл.1; табл. 4):

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{ц40}} - Q_{\text{хпп}} \quad (2.17)$$

где  $Q_{\text{ку}}$  - мощность компенсирующих устройств;  
 $Q_{\text{ц40}}$  - мощность от питающей станции;  
 $Q_{\text{хпп}}$  – потребление мощности предприятием.

$$Q_{\text{хпп}} = \Sigma Q_{\text{р}} + \Delta Q_{\text{т}}, \quad (2.18)$$

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		33

где  $\sum Q_P$  - мощность предприятия;

$\Delta Q_m$  - потери реактивной мощности в трансформаторе.

$$Q_{хшт} = 887 + 138,4 = 1025,4 \text{ кВар}; \quad (2.19)$$

Расчётная мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{кв} = 0,572 - 1,0254 = -0.453 \text{ МВар}; \quad (2.20)$$

Для компенсации реактивной мощности на 2КТП630 используется конденсаторная установка КРМ-0,4-360-15 УЗ - 360 кВар[11]. Установка предназначена для повышения коэффициента мощности  $\cos(\varphi)$  электроустановок промышленных предприятий и распределительных сетей, а также автоматического поддержания его на заданном уровне ( $\cos(\varphi)$  не ниже 0,9).

Такое автоматическое регулирование осуществляется специальным электронным регулятором реактивной мощности, отличающимся высокой чувствительностью и точностью.

Аппаратура состоит из модульных конденсаторных батарей, которые включаются и выключаются автоматически посредством контакторов, оснащенных устройством, способным ограничивать пик тока включения на основе требуемой для установки ёмкостной реактивной мощности.

Конденсаторы, составляющие конденсаторные батареи, оснащены металлизированным пластмассовым регенерируемым диэлектриком, разрядными резисторами и разъединителем для защиты от избыточного давления.

Аппаратура размещена в металлическом шкафу, окрашенном эпоксидной смолой, с степенью защиты IP55. Размещается и комплектуется по требованию в 2КТП630. Потери активной мощности в них составляют при полной нагрузке 0.6 кВт/ч.

## 7 Выбор кабелей для схемы внутреннего электроснабжения

Выбираем кабели [11], которые соединяют КТП с цеховыми РУ, соединённые по магистрально-радиальной схеме, напряжение 0,4 кВ.

Для бесперебойного питания потребителей принимаем две параллельно проложенных линии. Кабели рассчитываем по одному для точности выбора сечения.

Кабели на 0,4 кВ выбирают только по допустимому току. Рассмотрим на примере выбор кабеля для участка РУ 1(п.5 форм.5.20-5.23) :

Определим расчётный ток по кабельной линии, А:

$$I_{\text{раб.мах}}^{\text{РУ1}} = \frac{331}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 0,478 \text{ кА} = 478 \text{ А} \quad (7.1)$$

Сечение проводов кабельных линий проверяется по допустимому нагреву в послеаварийном режиме:

$$F = \frac{478}{1.4} = 341.43, \quad (7.2)$$

Выбираем провод СИП2А 3х240+1х95  $I_{\text{доп}} = 515 \text{ А}$

$$I_{\text{доп.р}} = 1 \cdot 1 \cdot 1.25 \cdot 515 = 643, \quad (7.3)$$

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп.р}}, \quad (7.4)$$

$$478 \leq 643, \quad (7.5)$$

Результаты выбора КЛ 0,4 кВ сведём в таблицу 11:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		35

Таблица 11- Выбор кабельных линий для внутреннего электроснабжения

Участок схемы	$S_{py}$ , кВА	U, кВ	$I_p$ , А	$I_{p, max}$ , А	$I_{доп}$ , А	$I_{доп. p}$ , А	Марка кабеля	$F_{ст}$ , мм <sup>2</sup>	$F_p$ , мм <sup>2</sup>	Длина, м	Кол. КЛ
2КТП - РУ1	331	0.4	478	956	515	643	СИП2А 3х240+1х95	240	341	203	2
2КТП - РУ2	412	0,4	595	1190	515	643	СИП2А 3х240+1х95	240	425	245 50	2
2КТП - РУ3	540	0,4	779	1559	515	643	СИП2А 3х240+1х95	240	556	60	2
2КТП - РУ4	66,4	0,4	96	242	178	151	АВВГ 5х70 - 0,4кВ	70	68	293	2
2КТП - РУ5	34,6	0,4	50	154	77	96	АВВГ 5х50 - 0,4кВ	50	36	200	2

\* -перемычка между РУ1 и РУ2;

## 8 Расчет токов КЗ

### 8.1 Расчетные данные внешнего источника питания

ПС №27 «Шарыповская» (г. Шарыпово) 110/35/10 кВ 1969г. трансформаторы: 2х63 МВА  $\cos\varphi = 0,86$ . Расположенная 1150 метров от предприятия.

Таблица 12 - характеристики трансформатора

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ , кВ			Потери, кВт		$U_k$ , %			$I_x$ , %	$S_{\text{нн}}$ , МВА
		ВН	СН	НН	$P_x$	$P_k$	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
ТДТН- 63000/110	63	115	38,5	11	53	290	10,5	18	7	0,55	63

В качестве схемы на стороне НН принимаем одну рабочую секционированную выключателем систему шин.

Номинальное напряжение ВН.....110кВ  
 Мощность энергосистемы.....3700МВА  
 $x_c$  энергосистемы по.....0,3о.е.  
 Длина линий связи с системой со стороны ВН.....80км  
 Номинальное напряжение СН.....35кВ  
 $P_m$  по одной линии на стороне СН.....15МВт  
 Коэффициент мощности для нагрузок на СН.....0,86  
 Номинальное напряжение НН.....10кВ  
 $P_m$  по одной линии на стороне НН.....2,5МВт  
 Коэффициент мощности для нагрузок на НН.....0,86

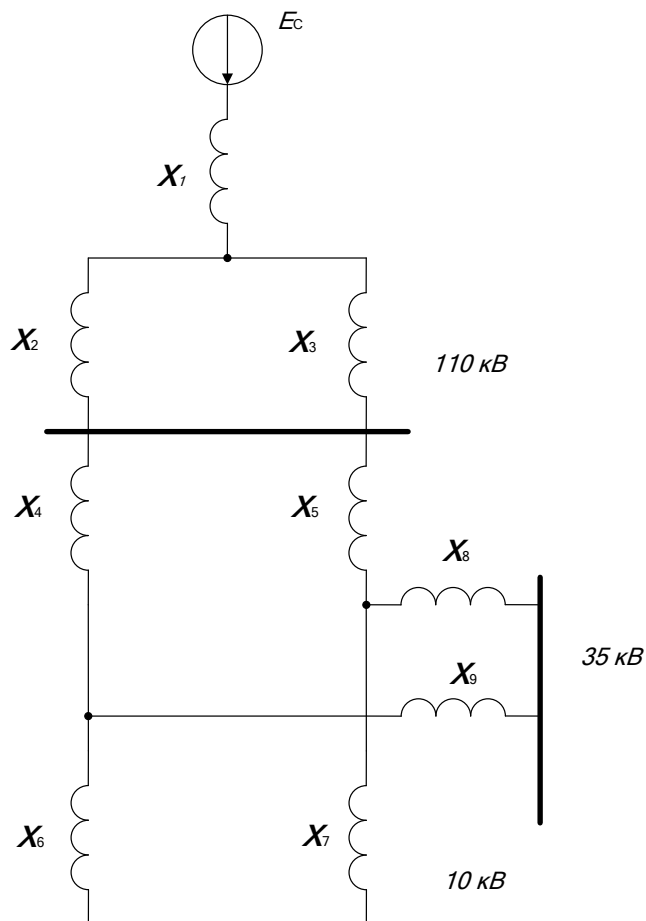


Рисунок 2 - Схема замещения ПС №27 «Шарыповская» 110/35/10 кВ

Базисная мощность  $S_{\text{б}} = S_{\text{с}} = 3700 \text{ МВА}$  [9;6]. Базисное напряжение принимаем напряжения равные средним номинальным напряжениям сети, которые равны 115 кВ, 37 кВ и 10,5:  $U_{\text{б}} = U_{\text{ср}}$ . Принятые базисные напряжения вытекают из точек КЗ, которые намечаются в расчётной схеме, т.е.  $K_1$  - на шинах высокого напряжения подстанции,  $K_2$  - на шинах среднего напряжения подстанции и  $K_3$  - на шинах низкого напряжения.

Базисные токи определяются по формуле:

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}} \quad (8.1)$$

где  $S_{\text{б}}$  - базисная мощность, МВА;  
 $U_{\text{б}}$  - базисное напряжение, кВ.

$$I_{\text{б1}} = \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}}} = \frac{3700}{\sqrt{3} \cdot 115} \approx 18,58 \text{ кА} \quad (8.2)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}} = \frac{3700}{\sqrt{3} \cdot 37} \approx 57,74 \text{ кА} \quad (8.3)$$

$$I_{\delta 3} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 3}} = \frac{3700}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \approx 203,45 \text{ кА} \quad (8.4)$$

Определяем сопротивления элементов схемы замещения (рис. 2):

Для энергосистемы необходимо задать значение сверхпереходной ЭДС в относительных единицах:  $E_c = 1,0$ .

Сопротивление системы определяется по выражению:

$$x_1 = x_c \frac{S_{\delta}}{S_c} = 0,3 \frac{3700}{3700} = 0,3 \quad (8.5)$$

где  $x_1$  - индуктивное сопротивление энергосистемы.

Сопротивление линий определяется по выражению:

$$x_2 = x_3 = x_1 \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,4 \cdot 80 \cdot \frac{3700}{115^2} = 8,95 \quad (8.6)$$

где  $x_0$  - удельное сопротивление 1 км линии, равное 0,4 для линий 110кВ;

$l$  - протяженность линии, км.

Для трехобмоточных трансформаторов напряжения КЗ, приведенные к номинальной мощности трансформатора, даны для каждой пары обмоток (в процентах).

По паспортным данным трансформатора (табл.12) находим напряжения короткого замыкания для каждой обмотки:

$$U_{KB} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 18 - 7) = 10,75\%; \quad (8.7)$$

$$U_{KC} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0\%; \quad (8.8)$$

$$U_{KH} = \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) = \frac{1}{2} \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25\%; \quad (8.9)$$

Сопротивление обмоток трансформаторов определяем по выражению:

$$x_m = \frac{U_{KC} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H}, \quad (8.10)$$

где  $U_K$  – напряжение короткого замыкания обмотки, %;  
 $S_H$  – номинальная мощность трансформатора (табл.12), МВА.

$$x_4 = x_5 = \frac{U_{KB} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H} = \frac{10,75 \cdot 3700}{100 \cdot 63} = 3,14; \quad (8.11)$$

$$x_8 = x_9 = \frac{U_{KC} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H} = \frac{0 \cdot 3700}{100 \cdot 63} = 0; \quad (8.12)$$

$$x_8 = x_9 = \frac{U_{KH} \cdot S_{\delta}}{100 \cdot S_H} = \frac{7,25 \cdot 3700}{100 \cdot 63} = 6,94. \quad (8.13)$$

Результирующее сопротивление НН:

$$x_{\Sigma} = x_1 + \frac{x_2 x_3}{x_2 + x_3} + \frac{x_4 x_5}{x_4 + x_5} = 0,3 + \frac{8,95 \cdot 8,95}{8,95 + 8,95} + \frac{6,31 \cdot 6,31}{6,31 + 6,31} = 7,93. \quad (8.14)$$

Результирующее сопротивление относительно точки СН:

$$x_{\Sigma} = x_1 + \frac{x_2 x_3}{x_2 + x_3} + \frac{x_4 x_5}{x_4 + x_5} + \frac{x_6 x_7}{x_6 + x_7} = 0,3 + \frac{8,95}{2} + \frac{6,31}{2} + \frac{4,26}{2} = 10,06. \quad (8.15)$$



## 8.2 Расчёт токов КЗ(3) КТП:

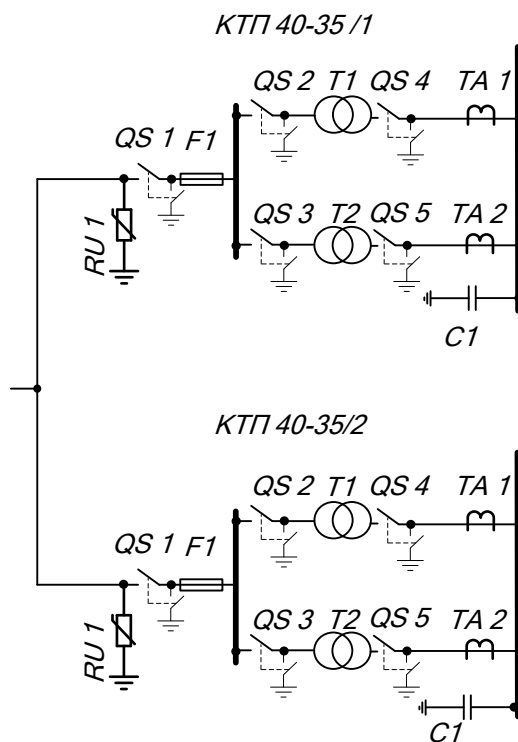


Рисунок 3 - Схема электрических соединений 2КТП630

Для расчёта токов необходимо составить схему замещения и рассчитать ее параметры в относительных единицах при базисных условиях[9]. Схема замещения для расчета токов КЗ показана на рисунке 3 с учётом (п.8.1):

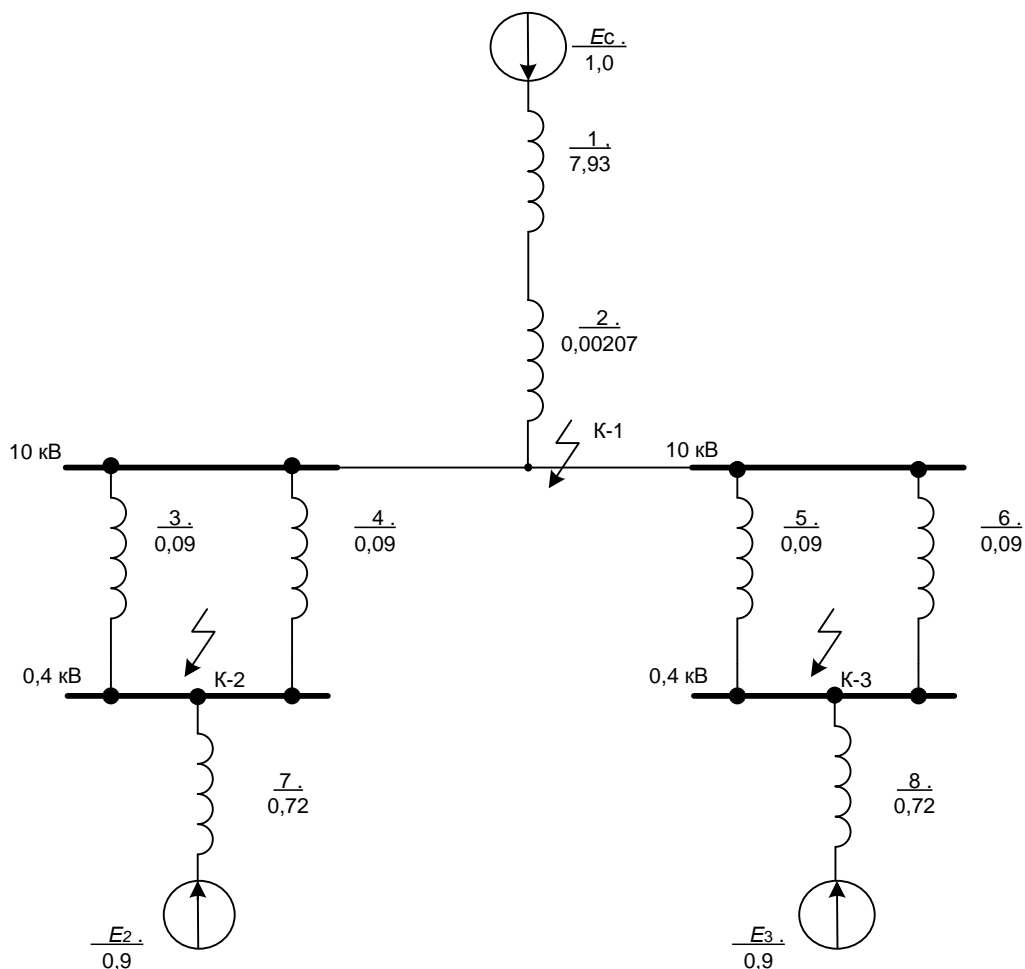


Рисунок 4 - Схема замещения 2КТП630

Принимаем  $S_{\delta} = S_c = 1300 \text{ КВА}$  и  $U_{\delta} = U_{\text{ср.}}$ . Определяем базисный ток для каждой ступени трансформации:

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 1}} = \frac{1,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,0751 \text{ кА}, \quad (8.16)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{U_{\delta 2}} = \frac{1,3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} \approx 1,876 \text{ кА}, \quad (8.17)$$

Сопротивление системы :

$$x_1 = x_c \frac{S_{\delta}}{S_c} = 7,93 \frac{13}{1,3} = 7,93, \quad (8.18)$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_2 = x_{w1} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = 0.112 \cdot 1.15 \cdot \frac{1.3}{10^2} = 0.00167,$$

По паспортным данным трансформатора находим напряжения короткого замыкания обмотки и далее определяем реактивное сопротивление:

$$x_T = x_{11} = x_{12} = x_{21} = x_{22} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_n} = \frac{4.5}{100} \cdot \frac{1.3}{0.63} = 0.09, \quad (8.19)$$

Сопротивление нагрузок:

$$x_7 = x_8 = X_d'' \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{n3}} = 0.35 \cdot \frac{1.3}{0.63} = 0.72; \quad E_3 = 0.9; \quad (8.20)$$

Резльтирующее сопротивление относительно точки КЗ К-1:

$$x_{КТП1} = x_{КТП2} = x_8 + \frac{x_3}{2} = 0.72 + 0.045 = 0.765, \quad (8.21)$$

$$x_{32} = x_1 + x_2 = 7.93 + 0.00167 = 7.932 \quad (8.22)$$

$$E_{1c} = \frac{x_{КТП1} \cdot E_3 + x_{КТП2} \cdot E_2}{x_{КТП1} + x_{КТП2}} = \frac{0.765 \cdot 0.9 + 0.765 \cdot 0.9}{0.765 + 0.765} = 0.9 \quad (8.23)$$

$$x_{33} = \frac{x_{КТП1} x_{КТП2}}{x_{КТП1} + x_{КТП2}} = \frac{0.765}{2} = 0.3825 \quad (8.24)$$

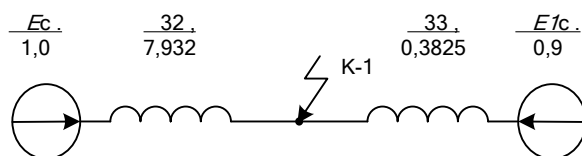


Рисунок 5 – Преобразованная схема замещения

$$E_{\Sigma} = \frac{x_{32} \cdot E_C + x_{33} \cdot E_{1C}}{x_{32} + x_{33}} = \frac{7,932 \cdot 1 + 0,3825 \cdot 0,9}{7,932 + 0,3825} = 0,995 \quad (8.25)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{32} x_{33}}{x_{32} + x_{33}} = \frac{7,932 \cdot 0,3825}{7,932 + 0,3825} = 7,978 \quad (8.26)$$

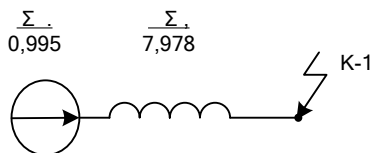


Рисунок 6 – Конечная схема замещения

Так как мощности трансформаторов одинаковы в четырёх случаях, то результирующее сопротивление относительно точки КЗ К-2 = К-3:

$$x_{T1} = x_{T2} = \frac{x_3}{2} = 0,045 \quad (8.27)$$

$$x_{KTP1} = x_{KTP2} = x_8 + \frac{x_3}{2} = 0,72 + 0,045 = 0,765 \quad (8.28)$$

$$E_{2C} = \frac{x_{\Sigma} \cdot E_c + x_{KTP2} \cdot E_2}{x_{\Sigma} + x_{KTP2}} = \frac{7,932 \cdot 1,0 + 0,765 \cdot 0,9}{7,932 + 0,765} = 0,991 \quad (8.29)$$

$$x_{37} = \frac{x_{\Sigma} x_{T1}}{x_{\Sigma} + x_{1T}} = \frac{7,932 \cdot 0,765}{7,932 + 0,765} = 0,698 \quad (8.30)$$

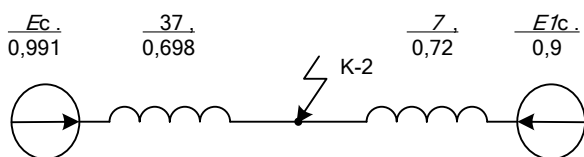


Рисунок 7 – Преобразованная схема замещения

$$E_{\Sigma} = \frac{x_{37} \cdot E_{2C} + x_7 \cdot E_2}{x_{37} + x_7} = \frac{0,698 \cdot 0,991 + 0,72 \cdot 0,9}{0,698 + 0,72} = 0,905 \quad (8.31)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{37}x_7}{x_{37} + x_7} = \frac{0,698 \cdot 0,72}{0,698 + 0,72} = 0,354 \quad (8.32)$$

Значение периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $t$  составляет со значением его в начальный момент времени ( $t = 0$ ), Абсолютное значение тока КЗ следующее:

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\Pi 01} = I_{\Pi 1} = \frac{E_{\delta}}{x_{\Sigma}} I_{\delta 1} = \frac{0,995}{7,978} 0,0751 = 0,0094 \text{ кА} \quad (8.33)$$

$$I_{\Pi 02} = I_{\Pi 2} = \frac{E_{2c}}{x_{\Sigma 2}} I_{\delta 2} = \frac{0,905}{0,354} 1,876 = 4,7904 \text{ кА} \quad (8.34)$$

где  $E_{2c}$  - сверхпереходной ЭДС;

$I_{\delta}$  - базисный ток, кА;

$x_{\Sigma}$  - результирующее сопротивление ветви.

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени определяется по выражению:

$$i_{at} = \sqrt{2} I_{\Pi t} e^{-t/T_a}.$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Значения активных сопротивлений для элементов схемы замещения рассчитываем из соотношений[9]:

- системы GS  $x/r = 50$

- трансформаторы  $x/r = 10$

- нагрузка  $x/r = 2,5$

- линии электропередачи  $W_1$   $x/r = 2$

Активное сопротивление систем:

$$R_1 = \frac{L}{X/R} = \frac{7,932}{50} = 0,159 \quad (8.35)$$

Активное сопротивление трансформаторов:

$$R_3 = R_4 = \Delta P_K \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{номГР}}^2} = 0,015 \quad (8.36)$$

Активное сопротивление воздушных линий:

$$W_1 : R_2 = \frac{L}{X/R} = \frac{0,00207}{2} = 0,00104 \quad (8.37)$$

Сопротивление нагрузки:

$$R_n = \frac{0,72}{2,5} = 0,288 \quad (8.38)$$

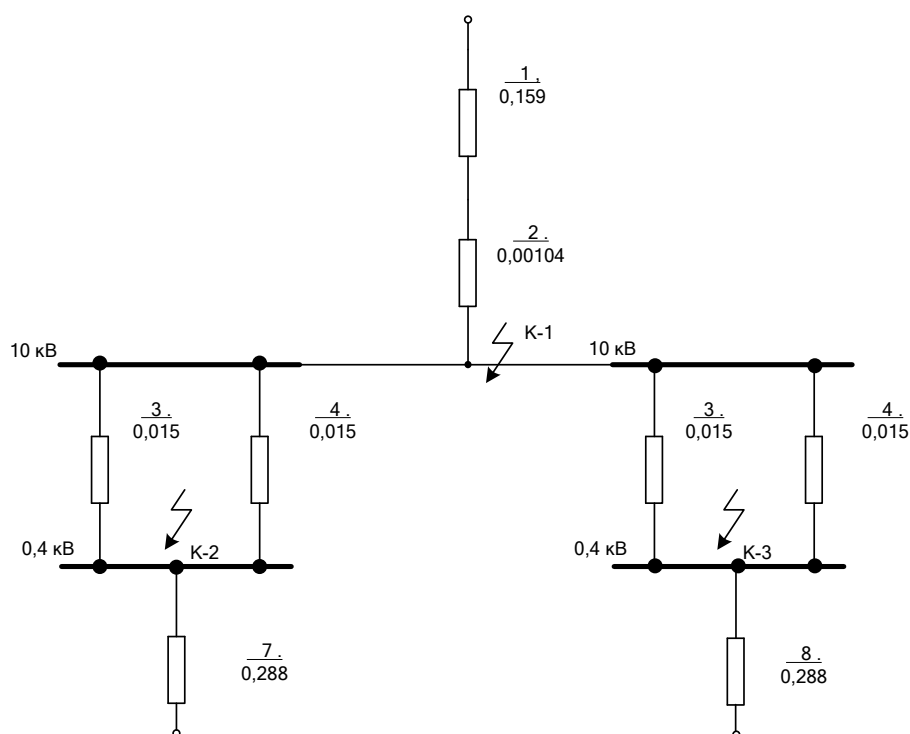


Рисунок 8 – Схема замещения

Результатирующее сопротивление:

$$R_{9K1} = \frac{\left(\frac{0,015}{2} + 0,288\right)}{2} = 0,148, \quad (8.39)$$

$$R_{\Sigma K1} = \frac{0,148 \cdot 0,159104}{0,148 + 0,159104} = 0,0767. \quad (8.40)$$

$$R_{10K2} = \frac{0,303 \cdot 0,159104}{0,303 + 0,159104} + 0,0075 = 0,112, \quad (8.41)$$

$$R_{\Sigma K2} = \frac{0,288 \cdot 0,108}{0,288 + 0,108} = 0,08. \quad (8.42)$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$\text{К-1: } T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{7,978}{314 \cdot 0,0767} = 0,334. \quad (8.43)$$

$$\text{К-2: } T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,354}{314 \cdot 0,08} = 0,014 \quad (8.44)$$

### 8.3 Расчёт несимметричного однофазного КЗ на землю:

Схема замещения прямой последовательности. Так как при несимметричном коротком замыкании влияние нагрузок уменьшено, исключаем нагрузки из схемы. Так как асинхронный двигатель 160 кВА по ПУЭ должен учитываться при расчете однофазного КЗ.

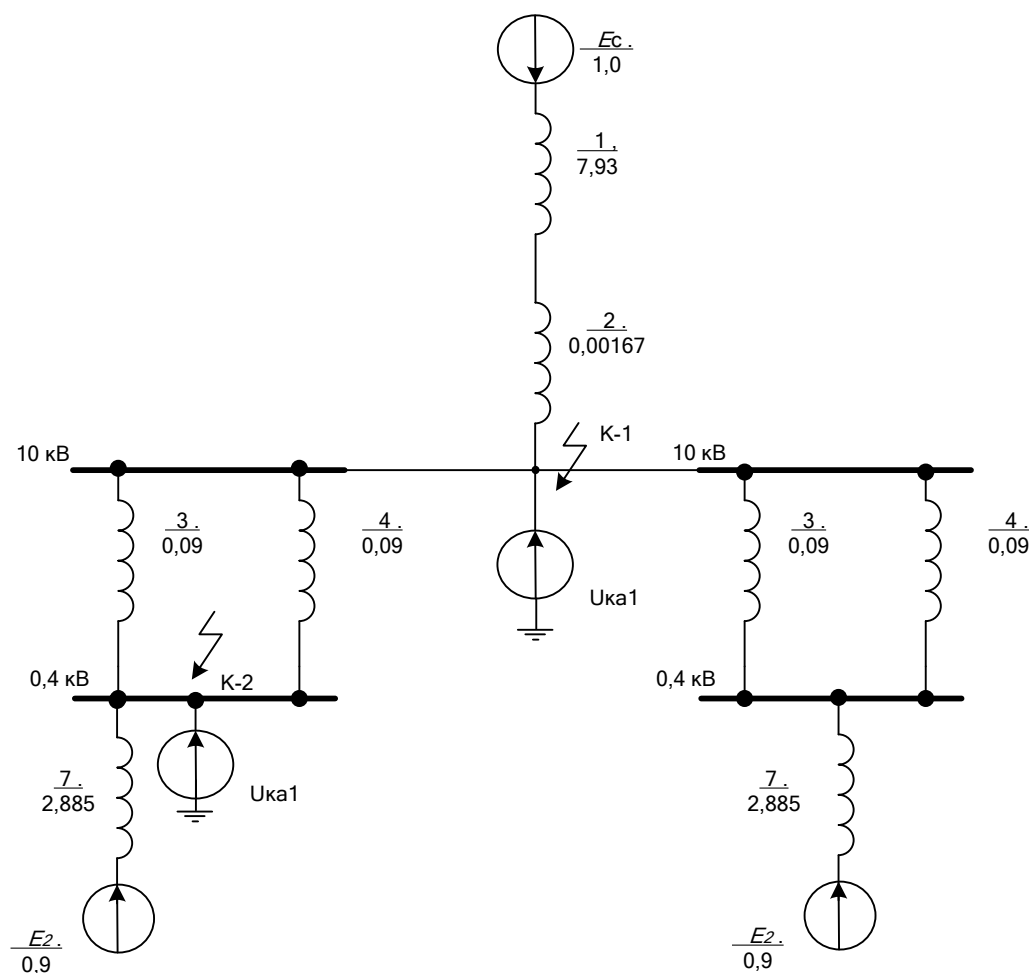


Рисунок 9 – Схема замещения однофазного КЗ

Сопротивление :

$$x_1 = x_c \frac{S_{\phi}}{S_c} = 7,93 \frac{1,3}{1,3} = 7,93, \quad (8.18)$$



Сопротивление воздушной линии:

$$x_2 = x_{w1} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0.112 \cdot 1.15 \cdot \frac{1.3}{10^2} = 0.00167, \quad (8.45)$$

По паспортным данным трансформатора находим напряжения короткого замыкания обмотки и далее определяем реактивное сопротивление:

$$x_T = x_{11} = x_{12} = x_{21} = x_{22} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_n} = \frac{4.5}{100} \cdot \frac{1.3}{0.63} = 0.09, \quad (8.46)$$

Сопротивление нагрузок:

$$x_7 = x_8 = X_d'' \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{n3}} = 0.35 \cdot \frac{1.3}{0.63} = 2.84; \quad E_3 = 0.9. \quad (8.47)$$

Результирующее сопротивление относительно точки КЗ К-1:

$$x_{КТП1} = x_{КТП2} = x_8 + \frac{x_3}{2} = 2.84 + 0.045 = 2.885, \quad (8.48)$$

$$x_{32} = x_1 + x_2 = 7.93 + 0.00167 = 7.932, \quad (8.49)$$

$$E_{1C} = \frac{x_{КТП1} \cdot E_3 + x_{КТП2} \cdot E_2}{x_{КТП1} + x_{КТП2}} = \frac{2.885 \cdot 0.9 + 2.885 \cdot 0.9}{2.885 + 2.885} = 0.9, \quad (8.50)$$

$$x_{33} = \frac{x_{КТП1} x_{КТП2}}{x_{КТП1} + x_{КТП2}} = \frac{2.885}{2} = 1.4425. \quad (8.51)$$

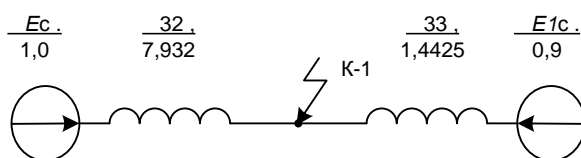


Рисунок 10 – Преобразованная схема замещения однофазного КЗ

$$E_{\Sigma} = \frac{x_{32} \cdot E_C + x_{33} \cdot E_{1C}}{x_{32} + x_{33}} = \frac{7,932 \cdot 1 + 1,4425 \cdot 0,9}{7,932 + 1,4425} = 0,985, \quad (8.52)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{32} x_{33}}{x_{32} + x_{33}} = \frac{7,932 \cdot 1,4425}{7,932 + 1,4425} = 1,221. \quad (8.53)$$

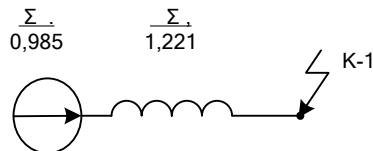


Рисунок 11 – Конечная схема замещения однофазного КЗ

Так как мощности трансформаторов одинаковы в четырёх случаях, то результирующее сопротивление относительно точки КЗ: К-2 = К-3:

$$x_{T1} = x_{T2} = \frac{x_3}{2} = 0,045, \quad (8.54)$$

$$x_{КТП1} = x_{КТП2} = x_8 + \frac{x_3}{2} = 2,84 + 0,045 = 2,885, \quad (8.55)$$

$$E_{2C} = \frac{x_{\Sigma} \cdot E_c + x_{КТП2} \cdot E_2}{x_{\Sigma} + x_{КТП2}} = \frac{7,932 \cdot 1,0 + 2,885 \cdot 0,9}{7,932 + 2,865} = 0,973, \quad (8.56)$$

$$x_{37} = \frac{x_{\Sigma} x_{T1}}{x_{\Sigma} + x_{1T}} = \frac{7,932 \cdot 2,885}{7,932 + 2,885} = 2,116, \quad (8.57)$$

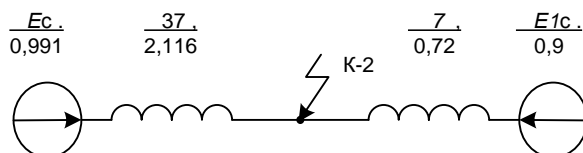


Рисунок 12 – Преобразованная схема замещения однофазного КЗ

$$E_{\Sigma} = \frac{x_{37} \cdot E_{2C} + x_7 \cdot E_2}{x_{37} + x_7} = \frac{2,116 \cdot 0,991 + 0,72 \cdot 0,9}{2,116 + 0,72} = 0,968, \quad (8.58)$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{37} x_7}{x_{37} + x_7} = \frac{2,116 \cdot 0,72}{2,116 + 0,72} = 0,537, \quad (8.59)$$

Схема замещения обратной последовательности такая же, как и схема замещения прямой последовательности, но в ней нет ЭДС.

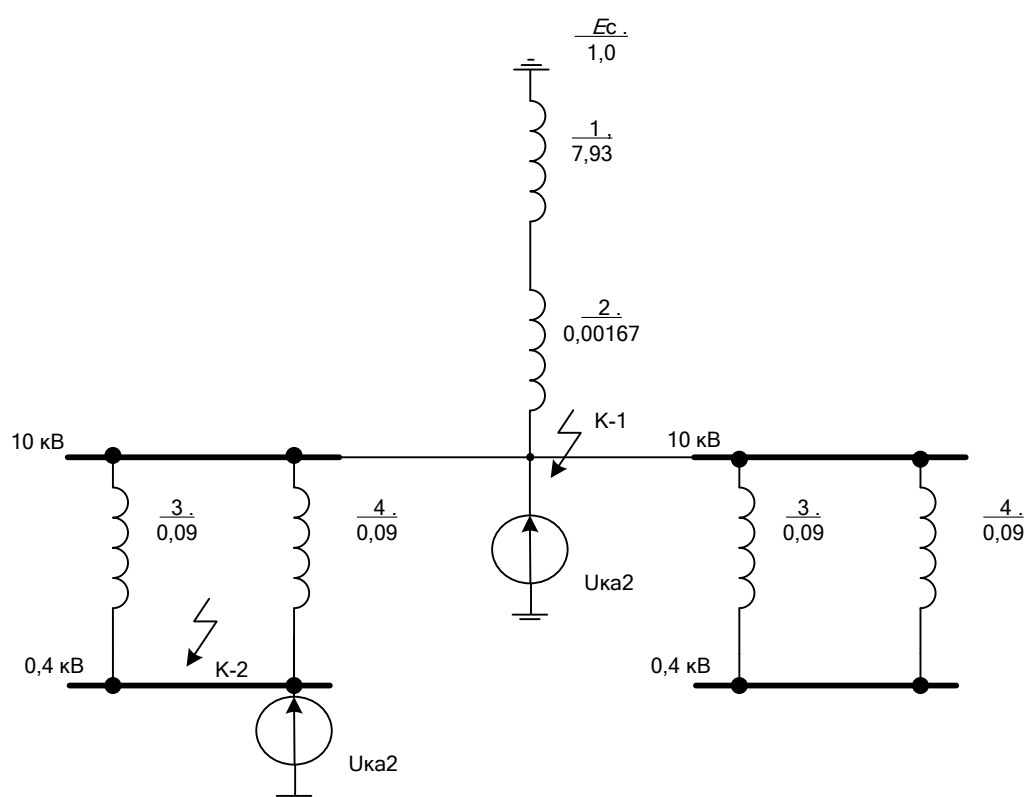


Рисунок 13 – Схема замещения обратной последовательности

$$x_{КТП} = \frac{\frac{x_3}{2}}{2} = \frac{0,045}{2} = 0,0225, \quad (8.60)$$

$$x_{12} = x_1 + x_2 = 7,93 + 0,00167 = 7,932, \quad (8.61)$$

$$x_{\Sigma 1} = \frac{0,0225 \cdot 7,932}{0,0255 + 7,932} = 0,0224, \quad (8.62)$$

$$x_{\Sigma 2} = x_1 + x_2 + x_{KIII} = 7,93 + 0,00167 + 0,0225 = 7,96. \quad (8.63)$$

Конфигурация схемы замещения нулевой последовательности ЭЭС определяется схемой соединений обмоток трансформаторов. Составление схемы замещения нулевой последовательности начинается от точки несимметричного КЗ. В эту схему включаются те элементы, которые обеспечивают путь протекания тока нулевой последовательности. Ток нулевой последовательности протекает по обмотке, соединенной в звезду с заземленной нейтралью, наводится магнитным путем в другой обмотке данного трансформатора, соединенной в треугольник, за пределы которой не выходит. Следовательно, все элементы, которые будут находиться за обмоткой трансформатора, соединенной в треугольник, в схеме замещения нулевой последовательности участвовать не будут. Так как соединения тр-ов  $\Delta/Y$  то расчет производится только для точки К-1:

Индуктивные сопротивления линий для токов нулевой последовательности:

$$x_2 = x_{2(1)} \cdot \frac{x_{(0)}}{x_{(1)}} = 0,00167 \cdot 2 = 0,00334; \quad (8.64)$$

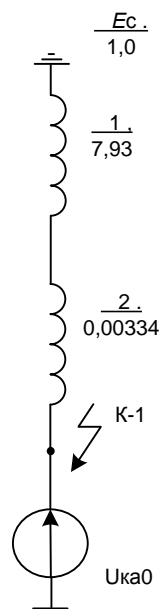


Рисунок 14 – Конечная схема замещения обратной последовательности

$$x_{\Sigma 01} = x_1 + x_2 = 7,93 + 0,00167 = 7,93167, \quad (8.65)$$

$$x_{\Sigma 02} = 0 \quad (8.66)$$

Расчёт симметричных составляющих тока и напряжения короткого замыкания на шинах 2КТП630.

$$K-1: \underline{I}_{KA1}^{(1,1)} = \frac{\underline{E}_{1\Sigma}}{j \left( x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \right)} = \frac{1e^{j90^\circ}}{j \left( 1,221 + \frac{0,0224 \cdot 7,93167}{0,0224 + 7,93167} \right)} = 0,804 \text{ кА},$$

$$\underline{I}_{KA2}^{(1,1)} = -\underline{I}_{KA1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = -0,804 \cdot \frac{7,93167}{0,0244 + 7,93167} = -0,802 \text{ кА}, \quad (8.67)$$

$$\underline{I}_{KA0}^{(1,1)} = -\underline{I}_{KA1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{2\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = -0,804 \cdot \frac{0,0244}{0,0244 + 7,93167} = -0,0025 \text{ кА},$$

$$\underline{U}_{KA1}^{(1,1)} = \underline{U}_{KA2}^{(1,1)} = \underline{U}_{KA0}^{(1,1)} = j \underline{I}_{KA1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = j0,804 \cdot \frac{0,0244 \cdot 7,93167}{0,0244 + 7,93167} = j0,0196. \quad (8.68)$$

$$K-2: \underline{I}_{KA}^{(1,1)} = \frac{\underline{E}_{1\Sigma}}{j \left( x_{1\Sigma} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} \right)} = \frac{1e^{j90^\circ}}{j \left( 0,537 + \frac{7,96 \cdot 0}{7,96 + 0} \right)} = 1,862 \text{ кА},$$

$$\underline{I}_{KA2}^{(1,1)} = -\underline{I}_{KA1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = -1,862 \cdot \frac{0}{7,96 + 0} = 0 \text{ кА}, \quad (8.69)$$

$$\underline{I}_{KA0}^{(1,1)} = -\underline{I}_{KA1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{2\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = -0,0838 \cdot \frac{7,96}{7,96 + 0} = -1,862 \text{ кА}$$

$$\underline{U}_{KA1}^{(1,1)} = \underline{U}_{KA2}^{(1,1)} = \underline{U}_{KA0}^{(1,1)} = j \underline{I}_{KA1}^{(1,1)} \cdot \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = j0,0838 \cdot \frac{7,96 \cdot 0}{7,96 + 0} = j0. \quad (8.70)$$

#### 8.4 Расчёт трехфазного КЗ на КЛ 0,4кВ

Схема замещения КЛ 0,4 кВ, расчёты взяты (п.7; п.8.1-8.2):

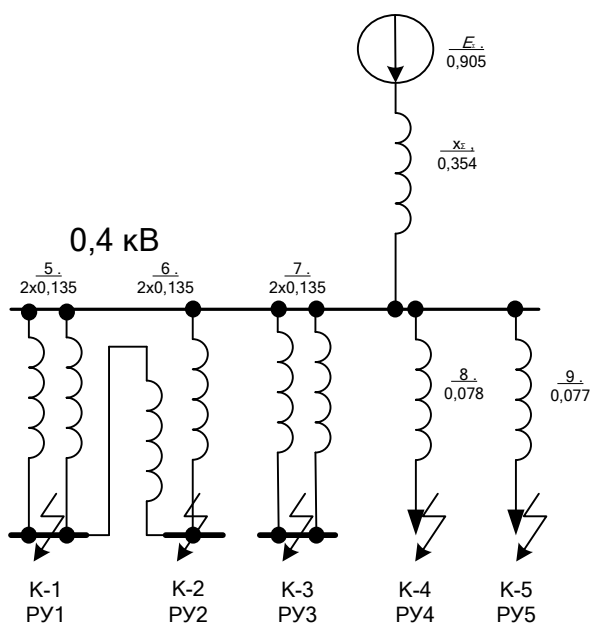


Рисунок 15 – Схема замещения КЛ 0,4 кВ

Сопротивление КЛ 0,4кВ:

$$x_{KL2(1)} = 0,69 \cdot 0,245 \cdot \frac{1,3}{0,4^2} = 1,374 \quad (8.71)$$

$$x_{KL2(2)} = 0,69 \cdot 0,050 \cdot \frac{1,3}{0,4^2} = 0,280 \quad (8.72)$$

$$x_{KL3(1-2)} = 0,69 \cdot 0,060 \cdot \frac{1,3}{0,4^2} = 0,336 \quad (8.73)$$

$$x_{KL4} = 0,87 \cdot 0,293 \cdot \frac{1,3}{0,4^2} = 2,07 \quad (8.74)$$

$$x_{KL5} = 1,91 \cdot 0,2 \cdot \frac{1,3}{0,4^2} = 3,10 \quad (8.75)$$

$$x_{KL1(1-2)} = (r_1 + jx_1) \cdot I \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = (0,071 + j0,265) \cdot 0,203 \cdot \frac{1,3}{0,4^2} = 1,143 \quad (8.76)$$

Постоянная затухания апериодической составляющей(п.8.2 стр.48):

$$\text{К-1: } T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{7,978}{314 \cdot 0,0767} = 0,334, \quad (8.43)$$

$$\text{К-2: } T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{0,0421}{314 \cdot 0,08} = 0,014. \quad (8.44)$$

## 9 Выбор коммутационно-защитного оборудования.

Значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\Pi 01} = I_{\Pi 1} = \frac{E_{\delta}}{x_{\Sigma}} I_{\delta 1} = \frac{0,995}{7,978} 0,0751 = 0,0094 \text{ кА}, \quad (9.1)$$

$$I_{\Pi 02} = I_{\Pi 2} = \frac{E_{2c}}{x_{\Sigma 2}} I_{\delta 2} = \frac{0,905}{0,354} 1,876 = 4,7904. \quad (9.2)$$

Ударный коэффициент:

$$\text{К-1: } k_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,334} = 1,9, \quad (9.3)$$

$$\text{К-2: } k_y = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,014} = 1. \quad (9.4)$$

Ударный ток:

$$\text{К-1: } i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1,58 \cdot 0,0094 = 0,026 \text{ кА}, \quad (9.5)$$

$$\text{К-1: } i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 4,7904 = 6,775 \text{ кА}. \quad (9.6)$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени определяется по выражению ( для 10 кВ  $t_{\text{откл}} = 0,01$ ; для 0,4 для асинхронных двигателей  $t_{\text{откл}} = 0,6$ ) :

$$i_{at} = \sqrt{2} I_{\Pi} e^{-t/T_a}. \quad (9.7)$$

$$\text{К-1: } i_{at1} = \sqrt{2} \cdot 0,0094 e^{-0,01/0,334} = 0,0129 \quad (9.8)$$

$$\text{К-2: } i_{at2} = \sqrt{2} \cdot 4,7904 e^{-0,6/0,014} = 3,487 \quad (9.9)$$

Тепловой импульс находится по выражению:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		56



$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (9.10)$$

Для 10,5 кВ примем  $t_{\text{откл}} = 0,01$  с и тогда получим:

$$B_K = 0,0094^2 \cdot 0,344 = 0,00003 \text{ кА}^2 \text{ с} \quad (9.11)$$

Для 0,4 кВ примем  $t_{\text{откл}} = 0,6$  с и тогда получим:

$$B_K = 4,7904^2 (0,6 + 0,002) = 13,815 \text{ кА}^2 \text{ с} \quad (9.12)$$

Таблица 13 - Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точки КЗ	$I_{\text{п0}}$ кА	$I_{\text{пт}}$ ,кА	$i_{\text{ат}}$ ,кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$B_{\text{к}}$ ,кА <sup>2</sup> ·с
К-1	0,0094	0,0094	0,0129	0,026	0,00003
К-2	4,7904	4,7904	3,487	6,775	13,815

Выбор коммутационно-защитного оборудования КЛ 0,4кВ:

Значение периодической составляющей тока КЗ, кА:

$$I_{\text{ПОСИП}} = I_{\text{ПСИП}} = \frac{E_c}{x_{\Sigma 2}} I_{\phi}^{\text{СИП}} = \frac{0,905}{1,143} 0,515 = 0,408 \quad (9.13)$$

$$I_{\text{ПОАВВГ}3\text{X}70} = I_{\text{ПЛАВВГ}3\text{X}70} = \frac{E_c}{x_{\Sigma 2}} I_{\phi}^{\text{АВВГ}3\text{X}70} = \frac{0,905}{2,07} 0,178 = 0,0778 \quad (9.14)$$

$$I_{\text{ПОАВВГ}3\text{X}50} = I_{\text{ПЛАВВГ}3\text{X}50} = \frac{E_c}{x_{\Sigma 2}} I_{\phi}^{\text{АВВГ}3\text{X}50} = \frac{0,905}{3,1} 0,077 = 0,0225 \quad (9.15)$$

Значение аperiodической составляющей тока КЗ в момент времени определяется по выражению:

$$i_{\text{атСИП}} = \sqrt{2} \cdot 0,408 e^{-0,6/0,014} = 1,407 \text{ кА} \quad (9.16)$$

где -  $T_a = 0,014$  с;  $K_y = 1$  о.е  $t_{\text{св}} = 0,6$  с;

$$i_{atABBG70} = \sqrt{2} \cdot 0,0778 e^{-0,6/0,014} = 2,684 \text{ кА}, \quad (9.17)$$

$$i_{atABBG50} = \sqrt{2} \cdot 0,0225 e^{-0,6/0,014} = 7,764 \text{ кА} \quad (9.18)$$

Значение ударного тока КЗ:

$$i_{y\partial CIII} = \sqrt{2} K_y I_{\Pi} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,408 = 0,577 \text{ кА} \quad (9.19)$$

$$i_{y\partial ABBG70} = \sqrt{2} K_y I_{\Pi} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,0778 = 0,11 \text{ кА} \quad (9.20)$$

$$i_{y\partial ABBG50} = \sqrt{2} K_y I_{\Pi} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,0225 = 0,032 \text{ кА} \quad (9.21)$$

Тепловой импульс находится по выражению:

Для 0,4 кВ примем  $t_{откл} = 1,2$  с и тогда получим,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ :

$$B_{KPY1} = 0,408^2 \cdot 1,2 = 0,1998, \quad (9.22)$$

$$B_{KPY2} = 0,0778^2 \cdot 1,2 = 0,0073, \quad (9.23)$$

$$B_{KPY3} = 0,0225^2 \cdot 1,2 = 0,00061. \quad (9.24)$$

Таблица 14 - результаты расчётов токов короткого замыкания КЛ 0,4кВ

Точки КЗ	$I_{п0PY}$ кА	$I_{пtPY}$ кА	$i_{atPY}$ кА	$i_{y\partial PY}$ кА	$B_{кPY}$ кА <sup>2</sup> ·с
К-1	0,408	0,408	1,407	0,577	0,1998
К-2	0,0778	0,0778	2,684	0,11	0,0073
К-3	0,0225	0,0225	7,764	0,032	0,00061

## 9.1 Выбор предохранителей и выключателя нагрузки на 10 кВ:

Условия выбора:

-по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

-по длительному максимальному току  $I_{раб.мах} \cdot K_n \leq I_{ном}$ ;

где  $K_n = 1,2$  – для электрических сетей с разными видами нагрузок.

Определим максимальный рабочий ток в цепи трансформатора

$$I_{раб.мах}^{BB} = 1,2 \cdot \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,2 \cdot \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,0437 \text{ кА} = 43,7 \text{ А}, \quad (9.25)$$

-по току отключения  $I_{Пт} \leq I_{откл}$ ;

-по полному току отключения

$$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right). \quad (9.26)$$

В таблице 15 приведены расчетные величины и каталожные данные предохранителя и выключателя нагрузки на напряжение 10 кВ[11]:

Таблица 15 - Выбор предохранителя и выключателя нагрузки на 10 кВ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные	
		Предохранитель ПКТ 102-10-50-12,5 УЗ	Выключатели на- грузки: ВН-РА-10-630-УЗ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	43,7А	50А	630А
$I_{Пт} \leq I_{откл}$	0,0094 кА	-	630А
$i_{уд} \leq I_{мах.доп}$	0,026 кА	-	20кА
$B_K \leq I_{тГ}^2$	0,00003кА <sup>2</sup> ·с	12,5 кА <sup>2</sup> с	20кА <sup>2</sup> с
$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	0,0262 кА	-	51кА

## 9.2 Выбор автоматических выключателей 2КТП 0,4 кВ:

Условия выбора выключателя:

- по напряжению установки  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по длительному максимальному току  $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$ ;

Определим максимальный рабочий ток в цепи трансформатора

$$I_{раб.мах}^{CH-T} = \frac{S_{нагр.}^{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad S_{нагр.}^{CH} = \frac{n_2 \cdot P_2}{\cos \varphi} = \frac{1 \cdot 0.6}{0.86} = 0,698 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{раб.мах}^{CH-T} = \frac{0,698}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1,007 \text{ кА}.$$

- по току отключения  $I_{Пт} \leq I_{откл}$ ;
- по электродинамической стойкости  $i_{уд} \leq I_{мах.доп}$ ;
- по термической стойкости  $B_K \leq I_T^2 t_T$ ;
- по полному току отключения

$$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right).$$

Выбираем автоматический выключатель:

В таблице 16 приведены расчетные величины и каталожные данные[11] .

Таблица 16 - расчётные величины и каталожные данные на напряжение 0,4 кВ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
		Выключатель ВА-99М 1250А 3Р 35кА
$U_{уст} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	0,4-0,66 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	1,007 кА	1,250 кА
$I_{Пт} \leq I_{откл}$	4,7904 кА	25 кА
$i_{уд} \leq I_{мах.доп}$	6,775 кА	35 кА
$B_K \leq I_T^2 t_T$	13,815 кА <sup>2</sup> ·с	1500 кА <sup>2</sup> ·с
$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{откл} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right)$	10,262 кА	57,021 кА

## Окончание таблицы 16

Условия выбора	Расчет. величины	Кат. данн.	Расчет. величины	Кат. данн.	Расчет. величины	Кат. данн.
		ВА51-39		ВА51-35		ВА51-35
$U_{уст} \leq U_{ном}$	0,4 кВ	0,4кВ	0,4 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	478 А	500 А	96 А	100	50	63 А
$I_{Пт} \leq I_{откл}$	408 А	1600 А	77,8 А	1600 А	22,5А	1600 А
$i_{уд} \leq I_{мах.доп}$	577А	20000 А	110 А	10000 А	110 А	10000 А
$B_K \leq I_{тГ}^2$	0,1998 кА <sup>2</sup> ·с	0,25 кА <sup>2</sup> ·с	0,0073 кА <sup>2</sup> ·с	0,08 кА <sup>2</sup> ·с	0,00061 кА <sup>2</sup> ·с	0,08 кА <sup>2</sup> ·с
$\sqrt{2}I_{Пт} + i_{ат} \leq$ $\sqrt{2}I_{откл} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100})$	578,69 А	2268 А	112,7 А	2268 А	39,58 А	2268 А

### 9.3 Выбор шин на 10кВ.

Для стороны 10кВ выполним ошиновку и сборные шины жесткими алюминиевыми шинами прямоугольного сечения 15×3. Характеристики шины приведены в таблице 17:

Таблица 17 - Характеристики алюминиевых шин прямоугольного сечения

Размеры шины, мм	Сечение полосы, см <sup>2</sup>	Допустимый ток, А
15×3	1	165

Проверим выбранные нами шины по выше перечисленным условиям.

По длительно допустимому току шины проходят:

$$I_{\text{раб.мах}} = 40 \text{ А} \leq I_{\text{ш}} = 165 \text{ А.} \quad (9.27)$$

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (9.28)$$

где С – функция значение которой выбирается по [7].

$$q \geq q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{143}}{95} = 3,98 \text{ мм}^2, \quad (9.29)$$

$$100 \geq 3,98$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем удельное усилие при трехфазном коротком замыкании:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{k_{\Phi} i_{\Sigma}^2}{a}, \quad (9.30)$$

где  $k_{\Phi}$  – коэффициент учитывающий форму проводника и может быть принят равным единице для проводника любой формы при условии, что расстояние в свету между ними будет больше периметра поперечного сечения токоведущей части;

$\alpha$  – расстояние между соседними фазами зависящее от вида шкафа – 0,3 м.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2158^2}{0,3} = 2,689 \text{ Н/м.} \quad (9.31)$$

Определим длину пролёта между изоляторами при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц [7],

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (9.32)$$

где  $q$  – поперечное сечение шины;

$J$  – момент инерции определяемый по [7] как

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{1 \cdot 10^3}{12} = 83,33 \text{ см}^4, \quad (9.33)$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{83,33}{1,05}} = 7,72 \text{ м}^2, \quad (9.34)$$

$$l \leq \sqrt{7,72} = 2,77 \text{ м.} \quad (9.35)$$

Принимаем длину пролета для равную 1,5 м.

Изгибающий момент,

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{2,689 \cdot 1,5^2}{10} = 0,605 \text{ Н/м.} \quad (9.36)$$

Определяем момент сопротивления шин относительно оси по [7],

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,3 \cdot 3,5^2}{6} = 0,613 \text{ см}^3. \quad (9.37)$$

где  $b$  – толщина шины;

$h$  – ширина.

Определяем напряжение в материале шин, МПа,

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{0,605}{0,613} = 0,988 \text{ МПа.} \quad (9.38)$$

Если выполняется условие  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ , то шины механически прочные. В нашем случае  $\sigma_{\text{доп}} = 10 \text{ МПа}$ , то есть  $0,9 \leq 10$ .

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		63

## 9.5 Выбор проходных изоляторов.

Выбираем проходной изолятор ИП-10/100-375 УХЛ1  
Изоляторы выбирают по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (9.39)$$

допустимой механической нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{дон}, \quad (9.40)$$

где  $F_{расч}$  - сила, действующая на изолятор;  
 $F_{дон}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора.  
Величина допустимой нагрузки

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 4250 = 2550 \text{ Н.} \quad (9.41)$$

где  $F_{разр}$  - разрушающая нагрузка при действии на изгиб [6],  $F_{разр} = 4250 \text{ Н.}$

Расчётная нагрузка, Н,

$$F_{расч} = f_{\phi} l = 2,689 \cdot 1,5 = 4,034 \text{ Н.} \quad (9.42)$$

Изолятор по условиям расчёта подходит. Записываем данные в таблицу 18:

Таблица 18

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
		ИП-10/100-375 УХЛ1
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10-36 кВ
$F_{расч} \leq F_{ном}$	4,0335 Н	375 А
$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	43,7 А	100 А



## 9.6 Выбор опорного изолятора ОСК 3-10 УХЛ2:

Изоляторы выбирают по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (9.43)$$

Допустимой механической нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (9.44)$$

где  $F_{расч}$  - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  - допустимая нагрузка на головку изолятора.

Величина допустимой нагрузки

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (9.45)$$

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр}. \quad (9.46)$$

где  $F_{разр}$  - разрушающая нагрузка при действии на изгиб [5],  $F_{разр} = 3 \text{ Н}$ .

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 4250 = 2550 \text{ Н}. \quad (9.47)$$

Расчетная нагрузка, Н,

$$F_{расч} = f_{\phi} l = 2,689 \cdot 1,5 = 4,034 \text{ Н}. \quad (9.48)$$

Изолятор по условиям расчёта подходит. Выбор приведён в таблице 19:

Таблица 19

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
		ОСК 3-10 УХЛ2
$U_{уст} \leq U_{ном}$	10 кВ	10-42 кВ
$F_{расч} \leq F_{ном}$	4,0335 Н	5 Н
$F_{доп} \leq F_{ном}$	1,8 Н	5 Н

## 9.7 Выбор трансформаторов тока.

На стороне низкого напряжения на шины трансформатора встроен трансформатор тока типа ТШЛ 0,66-I-3000/5, выбранный по каталогу, в зависимости от технических характеристик токовой нагрузки предприятия, автоматики защиты (Таб.28). к нему выбираем прибор учета: Счетчик трехфазный многотарифный СЭТ-4ТМ.03М.

Общее сопротивление приборов (каталожные данные СЭТ-4ТМ.03М):

$$r_{приб} = 0,06 \text{ Ом.} \quad (9.49)$$

При числе приборов не более трех сопротивление контактов  $r_K = 0,05 \text{ Ом}$ . Тогда допустимое сопротивление проводов определяется по выражению:

$$r_{np} = Z_{2НОМ} - r_{приб} - r_K = 1,2 - 0,06 - 0,05 = 1,09 \text{ Ом.} \quad (9.50)$$

Ориентировочная длина контрольного кабеля с медными жилами ( $\rho = 0,0175$ )  $L = 1$  метр, тогда сечение контрольного кабеля равно:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{r_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 1}{1,09} = 0,016 \text{ мм}^2. \quad (9.51)$$

Принимаем контрольный кабель АКВРГ с жилами сечением  $0,5 \text{ мм}^2$ . Зная сечение, определяем реальное сопротивление проводов

$$r'_{np} = \frac{\rho \cdot L_{расч}}{q_{см}} = \frac{0,0175 \cdot 1}{0,5} = 0,0035 \text{ Ом.} \quad (9.52)$$

Следовательно, реальная вторичная нагрузка ТТ:

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_K + r'_{np} = 0,06 + 0,05 + 0,0035 = 0,1135 \text{ Ом.} \quad (9.53)$$

Выбор ТТ на 0,4 кВ таблица 20:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		66

Таблица 20- Расчетные и каталожные данные ТТ

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные ТШЛ 0,66-I-3000/5
$U_{уст} \leq U_{ном}$ ;	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{РАБ.МАХ} \leq I_{НОМ}$ ;	1007 А	3000 А
$B_K \leq I_T^2 t_T$ ;	13.815 кА <sup>2</sup> ·с	5043 кА <sup>2</sup> ·с
$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$ ;	0,1135 Ом	0,8 Ом
Класс точности	1	1

### 9.8 Защита от перенапряжений

На линиях электропередачи возникают волны перенапряжения, в результате прямых ударов молний в провода либо перекрытий воздушных промежутков при ударе молнии в опору. Эти волны перенапряжений доходят до подстанции и вызывают кратковременное перенапряжение на оборудовании. Они могут вызывать повреждение изоляции.

Для предотвращения этого и защиты оборудования используются нелинейные ограничители перенапряжений приведённые в таблице 21:

Таблица 21:

Условия выбора	Каталожные данные	
	Разрядник РВО-10 УХЛ1	ОПНп- (0,4)/0,4/5/(1;2)/IV УХЛ1
$U_{ном}$	10 кВ	0,4 кВ
$U_{проб}$	48 кВ	0,85 кВ
$I_{мин.проб} / \text{мкр.с.}$	75А/2000	5кА/20
$I_{мах.прб} / \text{мкр.с.}$	5кА/40	10кА/8

## 10 Релейная защита

Для защиты трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью более 400 кВ-А, в том числе устанавливаемых на подстанциях агропромышленных предприятий, применяются в соответствии с «ПУЭ» [4] следующие основные типы релейной защиты [12] (ГЧ лист 5):

### 10.1 Выбор типов измерительных трансформаторов

$$K_I = \frac{I_{1НОМ}}{I_{2ННО}} \quad (10.1)$$

Условием выбора коэффициента трансформации трансформатора тока является:

$$I_{1НОМ} \geq I_{\max}, \quad (10.2)$$

где  $I_{\max}$  – максимальный первичный ток присоединения для выбираемого трансформатора тока.

Коэффициент трансформации трансформатора тока по перетоку мощности: Номинальные токи ВН и НН соответственно, А:

$$I_H^B = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^B} = \frac{0,63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11} = 34,64, \quad (10.3)$$

$$I_H^H = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H^H} = \frac{0,63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 909,33. \quad (10.4)$$

Для компенсации углового сдвига ТТ на стороне 10 кВ соединяем в треугольник, а на стороне 0,4 кВ – в неполную звезду, тогда расчетный ток, А:

$$I_H^{TA1} = K_{сх10} \cdot I_H^B / 5 = \sqrt{3} \cdot 34,64 / 5 = 60/5, \quad (10.5)$$

$$I_H^{TA2} = K_{сх0,4} \cdot I_H^H / 5 = 1 \cdot 909 / 5 = 909/5, \quad (10.6)$$

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						68
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дд		

где  $K_{\text{сх}}$  – коэффициент схемы, при соединении обмоток ТТ в «треугольник» и «звезду» соответственно  $K_{\text{сх}10} = \sqrt{3}$ ,  $K_{\text{сх}0,4} = 1$ .

В целях повышения надежности защиты для уменьшения полных погрешностей ТТ принимаем несколько завышенные  $n_{\text{T}}$  против расчётных, тем самым снижая кратность токов к.з. и одновременно не ограничивая возможную допускаемую длительную перегрузку силового трансформатора.

$$\begin{aligned} n_{\text{T}10} &= 100/5, \\ n_{\text{T}0,4} &= 1000/5. \end{aligned}$$

ТА1: ТПОЛ-10-100/5

ТА1: ТШЛ-10-1000/5

По  $U_{\text{к}}$  трансформатора определяем расчетные токи трехфазного (3) и двухфазного (2) к.з. на стороне ВН и НН, А:

$$I_{\text{ВН}}^{(3)} = I_{\text{H}}^{\text{B}} / U_{\text{к}} = 34,64/4,5 = 7.69, \quad (10.7)$$

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ВН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7.69 = 6.67, \quad (10.8)$$

$$I_{\text{НН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{H}}^{\text{H}}}{U_{\text{к}}} = \frac{909}{4,5} = 202; \quad (10.9)$$

$$I_{\text{НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{НН}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 202 = 174,937. \quad (10.10)$$

## 10.2 Токовая отсечка

Токовая отсечка без выдержки времени — от коротких замыканий на наружных выводах 10 кВ трансформатора и в части обмотки 10 кВ:

а) отстройка от короткого замыкания в максимальном режиме

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\max K-1}^{(3)} = \frac{U_{\text{CP}}}{\sqrt{3} \cdot x_T} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7,978} = 759,86 \text{ A}, \quad (10.11)$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\max K-1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\max K-1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 759,86 = 658. \quad (10.12)$$

где  $I_{\max K-1}^{(3)}$  — ток трехфазного КЗ в узле, защиты в максимальном режиме, А.

$$I_{\text{сз}} = K_n \cdot I_{K-1}^{(3)} = 1,3 \cdot 759,86 = 987.818 \text{ A}, \quad (10.13)$$

где  $K_n$  — коэффициент надежности 1,2–1,3 о. е.;

$I_{K-1}^{(3)}$  — ток, протекающий через защиту при трехфазном коротком замыкании в максимальном режиме, А.

б) Отстройка от тока качания, А

$$I_{\text{сз}} = K_n \cdot I_{\text{кач}}, \quad (10.14)$$

$$I_{\text{кач}} = \frac{1,1 \cdot 2 \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 7,978} = 1671.7 \text{ A}, \quad (10.15)$$

где  $Z_{W12}$  — эквивалентное сопротивление от ближайшего источника до шин с одной стороны линии;

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						70
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Дл		

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{кач} = 1,3 \cdot 1671,7 = 2173A, \quad (10.16)$$

где  $I_{кач}$  — ток качания линии;

Наибольший ток срабатывания защиты принимаем за расчётное значение с которым ведём дальнейший расчёт защиты.

Определим вторичный ток срабатывания реле, А

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{K_I} = \frac{2173 \cdot 1}{\frac{1000}{5}} = 108,6A, \quad (10.17)$$

$$K_I = \frac{100}{5} \quad (10.18)$$

Расчёт коэффициента чувствительности 10кВ:

$$K_{\chi} = \frac{I_{K-1}^{(2)}}{I_{ср}} = \frac{658}{108,6} = 6,05, \quad (10.19)$$

где —  $I_{минK-1}^{(2)}$  ток двухфазного КЗ в узле, в конце защищаемой линии в минимальном режиме, А.

$$6,05 \geq 2$$

Условие  $K_{\chi} \geq 2$  — выполняется, токовая отсечка на базе реле РТ-40 и полупроводниковой защите проходит по чувствительности.

### 10.3 Газовая защита трансформатора

Газовая защита — от всех видов повреждений внутри бака (кожуха), сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла; устанавливается на внутрицеховых масляных трансформаторах мощностью 630 кВ-А и более.

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дл		71

Уровень масла в трансформаторах контролируется визуально по указателю уровня масла, который расположен на стенке бака.

Для контроля внутреннего давления и сигнализации о предельно допустимых величинах давления на трансформаторах типа ТМГэ-630 устанавливаются электроконтактные мановакуумметры. Трансформаторы, укомплектованные сигнализирующими приборами, снабжаются клеммной коробкой предназначенной для подключения приборов к цепям сигнализации и защиты.

#### 10.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (без пуска по напряжению) — от сверхтоков, обусловленных повреждениями в трансформаторе или внешними междуфазными к. з. на стороне 0,4 кВ;

Первичный ток срабатывания защиты выбирается по следующим условиям:

После этого включается секционный автомат 0,4 кВ и подаёт напряжение от другого трансформатора Т1 на полностью затормозившиеся электродвигатели 0,4 кВ, ранее питавшиеся от Т2. Начавшийся самозапуск этих электродвигателей вызывает снижение напряжения на обеих секциях 0,4 кВ, в результате чего и у электродвигателей, не терявших питания, ток статора возрастает примерно в 1,5—2 раза. Для того чтобы при возникших сверхтоках перегрузки трансформатор Т1 не отключился защитой, ток срабатывания его максимальной токовой защиты выбирается по выражению:

$$I_{сз} \geq \frac{k_n}{k_B} \cdot (k_{сзн} I_{р.мТ2} + k_n' \cdot I_{р.мТ1}) = \frac{1,1}{1} \cdot (2 \cdot (34,64 \cdot 0,9) + 1,5 \cdot (34,64 \cdot 0,7)) = 108,596 \text{ А}, \quad (10.20)$$

где  $k_n$  — коэффициент надежности несрабатывания (отстройки) 1,1—1,2 (реле РТ-40, РТ-80, полупроводниковые защиты);

$k_{сзн}$  — коэффициент самозапуска двухтрансформаторных подстанций 10/0,4 кВ агропромышленных предприятий с электродвигательной нагрузкой может приниматься около 2;

$k_B$  — коэффициент возврата реле, 1 (полупроводниковые реле);

$k_n'$  — коэффициент, учитывающий увеличение тока 1,5.

$I_{р.м.Т1}$  - значения рабочих максимальных токов принимаются в зависимости от допускаемых длительных перегрузок этих трансформаторов 0,7 или 0,9 от их номинального тока .

Расчёт коэффициента чувствительности 10кВ:

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						72
Из	Лис	№ до-	Подп	Дд		



$$K_{\varphi} = \frac{I_{K-1}^{(2)}}{I_{cp}} = \frac{658}{108,6} = 6,05, \quad (10.21)$$

где —  $I_{\min K-1}^{(2)}$  ток двухфазного КЗ в узле, в конце защищаемой линии в минимальном режиме, А.

$$6,05 \geq 2$$

Условие  $K_{\varphi} \geq 2$  — выполняется, максимальная защита на базе реле РТ-40 и полупроводниковой защите проходит по чувствительности.

### 10.5 Специальная токовая защита нулевой последовательности

Специальная токовая защита нулевой последовательности устанавливаемая в нулевом проводе (нейтрали) трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У — от однофазных к. з. на землю в сети 0,4 кВ, работающей с глухозаземленной нейтралью;

Максимальное реле тока этой защиты  $T_0$  включается в нулевой провод схемы соединения трансформаторов тока ЗТТ (4ТТ) в полную звезду. При симметричной нагрузке защищаемого трансформатора геометрическая сумма токов фаз А, В к С равна нулю, поэтому и в нейтрали защищаемого трансформатора (рис. 35,а), и в нулевом проводе схемы полной звезды трансформаторов тока ЗТТ, 4ТТ (рис. 35,б) ток практически отсутствует. При несимметричной нагрузке (например, осветительной при неравномерной загрузке фаз) или при наличии в токах нагрузки высших гармоник, кратных трем (например, токов с частотой 150 Гц), в нейтрали защищаемого трансформатора и в реле  $T_0$  появляются токи, называемые токами небаланса.

Определяем первичный ток небаланса по выражению:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}. \quad (10.22)$$

Но без учёта составляющей  $I'''_{нб}$ , так как неизвестно, насколько точно удастся в ходе расчёта подобрать числа витков обмоток БНТ реле.

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} = (K_{одн} \cdot K_{анер} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_p}{100}) \cdot I_{\max}^{(3)} = (1 \cdot 0,6 \cdot 0,1) \cdot 7,69 = 0,461, \quad (10.23)$$

где  $\varepsilon$  — допускаемая относительная полная погрешность ТТ, о.е.

$K_{одн.}$  – коэффициент однотипности ТТ.

$K_{апер.}$  – коэффициент аperiodической составляющей токов к.з.

$\Delta U_P$  – предел регулирования РПН трансформатора

$I_{max}^{(3)}$  – ток трехфазного к.з. ВН, А.

Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/у допускается ток небаланса до 0,75 номинального (ГОСТ 11677—75). Для обеспечения несрабатывания при токах небаланса специальная защита нулевой последовательности должна быть надёжно отстроена от максимальных значений тока небаланса, т. е. её ток срабатывания выбирается не менее чем 1,2—1,5 номинального тока защищаемого трансформатора.

Определим предварительное, без учёта  $I_{нб}^{///}$ , значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса, А:

$$I_{с.з.} \geq K'_H \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 0,461 = 0,6 \quad (10.24)$$

где  $K'_H$  – коэффициент надёжности, учитывающее ошибку реле и необходимый запас.

## 11 Расчёт заземления и грозозащиты 2КТП630

### 11.1 Расчёт заземления 2КТП630

Согласно ПУЭ, сопротивления растекания общего заземляющего устройства, используемого для заземления электроустановок различных напряжений и назначений, должно удовлетворять требованиям к заземлению оборудования. для которого наименьшее сопротивление растеканию должно быть не более 4 Ом. Указанная величина была принята в предложении стекания всего тока однофазного замыкания в землю и протекания его в две не поврежденные фазы через их активные проводимости и ёмкость относительно земли.

На комплектных трансформаторных подстанциях заземляются корпуса электрических машин, трансформаторов, глухозаземляется нейтраль, аппараты, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические конструкции распределительных устройств, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки и броня кабелей, металлические конструкции зданий и сооружений.

Основную роль при расчёте заземляющих устройств играют токи замыкания на землю или на корпус в сетях напряжением 6-10 кВ. В сетях напряжением 0,4 кВ токи замыкания на землю малы и при расчёте заземляющих устройств не учитываются.

ПУЭ [4, глава 1.7] регламентирует следующие значения сопротивлений защитных заземляющих устройств.

1.7.98. Для подстанций напряжением 6–10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены:

- 1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением до 1 кВ;
- 2) корпус трансформатора;
- 3) металлические оболочки и броня кабелей напряжением до 1 кВ и выше;
- 4) открытые проводящие части электроустановок напряжением до 1 кВ и выше;
- 5) сторонние проводящие части.

Вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундаментов открыто установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству.

1.7.101. Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединены нейтрали генератора или трансформатора или выводы источника однофазного

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Изм	Лис	№ до-	Подп	Дл		75

тока, в любое время года должно быть не более 2, 4 и 8 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений *PEN*- или *P E*-проводника ВЛ напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора или вывода источника однофазного тока, должно быть не более 15, 30 и 60 Ом соответственно при линейных напряжениях 660, 380 и 220 В источника трехфазного тока или 380, 220 и 127 В источника однофазного тока. При удельном сопротивлении земли  $\rho > 100$  Ом·м допускается увеличивать указанные нормы в 0,01 раз, но не более десятикратного.

Таблица 22 - Допустимые сопротивления заземляющего устройства в электроустановках до и выше 1000 В[4]:

Наибольшие допустимые значения $R_3$ , Ом.	Характеристика электроустановок
$R_3 \leq 0,5$	Для электроустановок напряжением выше 1000 В и расчетным током замыкания на землю $I_3 > 500$ А
$R_3 = 250 / I_3 \leq 0,5$	Для электроустановок напряжением выше 1000 В и расчетным током замыкания на землю $I_3 < 500$ А
$R_3 = 125 / I_3 \leq 10$	При условии, что заземляющее устройство является общим для электроустановок напряжением до и выше 1000 В и расчетном токе замыкания на землю $I_3 \leq 500$ А
$R_3 \leq 2$	В электроустановках напряжением 660/380 В
$R_3 \leq 4$	В электроустановках напряжением 380/220 В
$R_3 \leq 8$	В электроустановках напряжением 220/127 В

В качестве заземлителя, используются различные устройства. Их условно можно разделить на естественные и искусственные. Отличие состоит в том, что

устройство первых не требуется, так как они уже существуют независимо от заземляемой электроустановки[6].

$$U_{np.дон} = 40 \text{ В.} \quad (11.1)$$

В реальных условиях удельное сопротивление грунта неодинаково по глубине. В расчетах многослойный грунт представляется двухслойным: верхний толщиной  $h$  с удельным сопротивлением  $\rho_1$ , нижний с удельным сопротивлением  $\rho_2$ .

Величины  $\rho_1, \rho_2, h$  определяются на основе замеров. Грунт скалистый верхний слой чернозем. По принимаем  $\rho_1 = 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ;  $h = 2 \text{ м}$ .

Определим коэффициент прикосновения:

$$K_{II} = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{L_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (11.2)$$

где  $M$  – параметр, зависящий от отношения  $\rho_1 / \rho_2$ ;

из [2]  $M=0,806$  при  $\rho_1 / \rho_2 = 500/60 = 8,3$ ;

$S$  - площадь занимаемая подстанцией -  $100 \text{ м}^2$  (графическую часть лист 3);

$L_B$  - длина вертикальных заземлителей,  $L_B = 2,5 \text{ м}$ ;

$L_{\Gamma}$  - суммарная длина всех горизонтальных заземлителей, определяется по плану подстанции,  $L_{\Gamma} = 60 \text{ м}$ ;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями,  $a = 2 \text{ м}$ ;

$\beta$  - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней.

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 500} = 0,57, \quad (11.3)$$

где  $R_q = 1000 \text{ Ом}$ ,  $R_c = 1,5 \rho_1$ .

Коэффициент прикосновения равен:

$$K_{II} = \frac{0,806 \cdot 0,57}{\left( \frac{3 \cdot 60}{2 \cdot \sqrt{100}} \right)^{0,45}} = 0,0098, \quad (11.4)$$

По данным расчётов сделаем предварительный план заземления, рисунок 16:

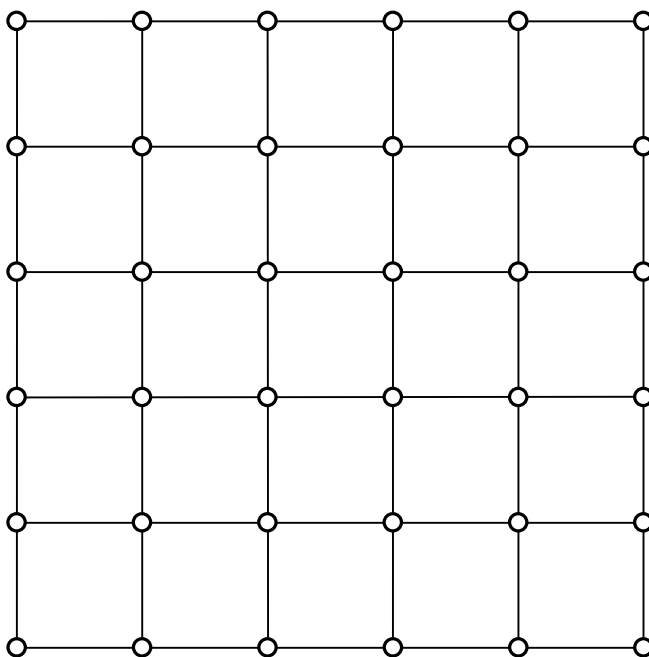


Рисунок 16 – Предварительная схема заземляющего устройства

Определяем напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{np.дон}}{K_{II}} = \frac{40}{0,0098} = 4082 \text{ В.} \quad (11.5)$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства можно определить по выражению:

$$R_3 \leq \frac{U_3}{I_3} = \frac{4082}{931} = 4,384 \text{ Ом,} \quad (11.6)$$

где  $I_{ПА}^{(1)}$  - значение тока прямой последовательности при однофазном КЗ на землю.

$I_3$  - ток, стекающий с заземлителя при однофазном КЗ на землю.

$$I_3 = (0,4 \div 0,6) \cdot I_{II0}^{(1)} = 0,5 \cdot 1,862 = 0,931 \text{ кА.}$$

Для дальнейшего расчета реальное заземляющее устройство подстанции преобразуем в квадратную модель. Замена производится из условия равенства площадей реального заземляющего устройства и его модели. Длина сторон модели определяется из следующего выражения

$$\sqrt{S} = \sqrt{100} = 10 \text{ м.} \quad (11.7)$$

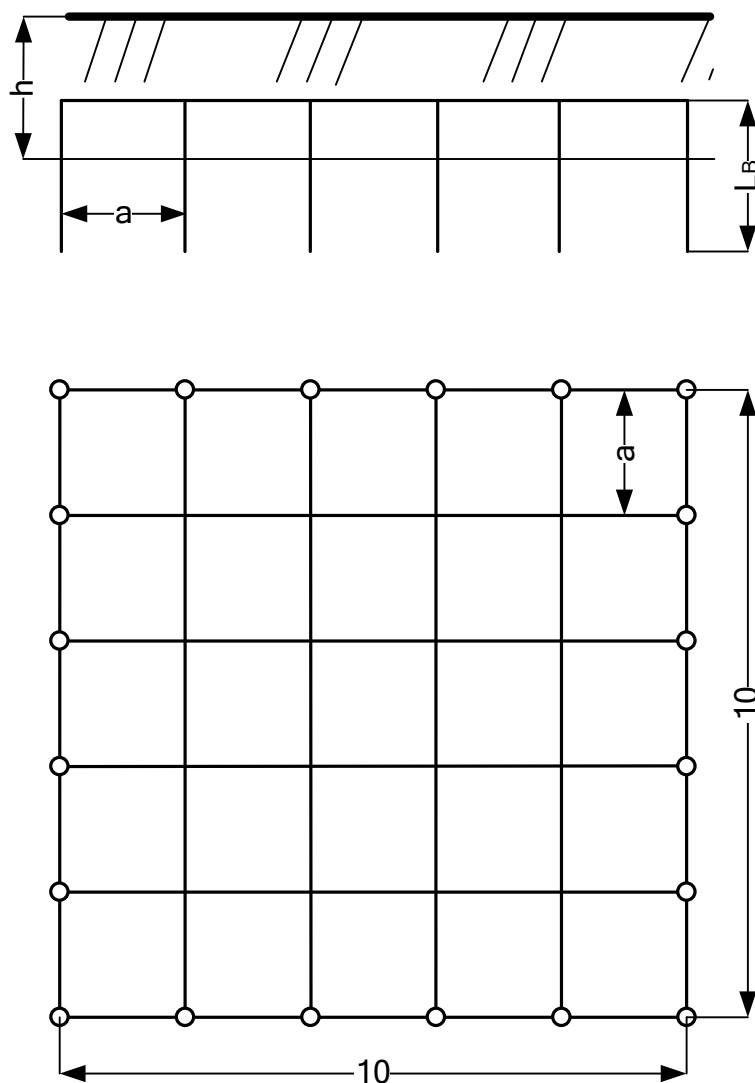


Рисунок 17 – Расчетная модель заземляющего устройства

Число вертикальных заземлителей по периметру контура:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a / L_B \cdot L_B} = \frac{4 \cdot 10}{2} = 20. \quad (11.8)$$

принимая  $n_B = 20$ .

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = L_B \cdot n_B = 3 \cdot 20 = 60 \text{ м.} \quad (11.9)$$

Относительная глубина при  $t = 0,7$ :

$$\frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{3 + 0,7}{10} = 0,37. \quad (11.10)$$

тогда при  $0 \leq \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} \leq 1$  находим величину  $A$ :

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{L_B + t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,37 = 0,1332, \quad (11.11)$$

По для условий:

$$\rho_1 / \rho_2 = 8,3; \quad a / L_B = 0,8; \quad \frac{h - t}{L_B} = \frac{2 - 0,7}{3} = 0,43, \quad (11.12)$$

$$\text{находим } \rho_3 / \rho_2 = 1,7, \text{ тогда } \rho_3 = 1,7 \rho_2 = 1,7 \cdot 60 = 102 \text{ Ом} \cdot \text{м.} \quad (11.13)$$

Найдем общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + A \frac{\rho_3}{L_\Gamma + L_B} = 0,1332 \cdot \frac{102}{10} + 0,1332 \cdot \frac{102}{60 + 60} = 1,47 \text{ Ом.} \quad (11.14)$$

Общее сопротивление заземлителя должно быть меньше допустимого:

$$R_3 \leq R_{3,доп}; \quad 1,47 \text{ Ом} \leq 4,384 \text{ Ом.} \quad (11.15)$$

Найдем напряжение прикосновения:

$$U_{np} = K_\Pi I_3 R_3 = 0,0098 \cdot 931 \cdot 1,47 = 13,41 \text{ В,} \quad (11.16)$$
$$13,41 \text{ В} \leq 40 \text{ В.}$$



что меньше не допустимого 50 В.

Вывод: заземление не превышает допустимое сопротивление 4 Ом и по условиям проходит.

## 11.2 Расчёт грозозащиты 2КТП630

Выявляем объект требующий защиты от ударов молнии, имеющий наибольшую высоту на 2КТП630/10 [6]:

$$h_x = 4,36 \text{ м.} \quad (11.17)$$

Ориентировочно выбираем место установки молниеотводов

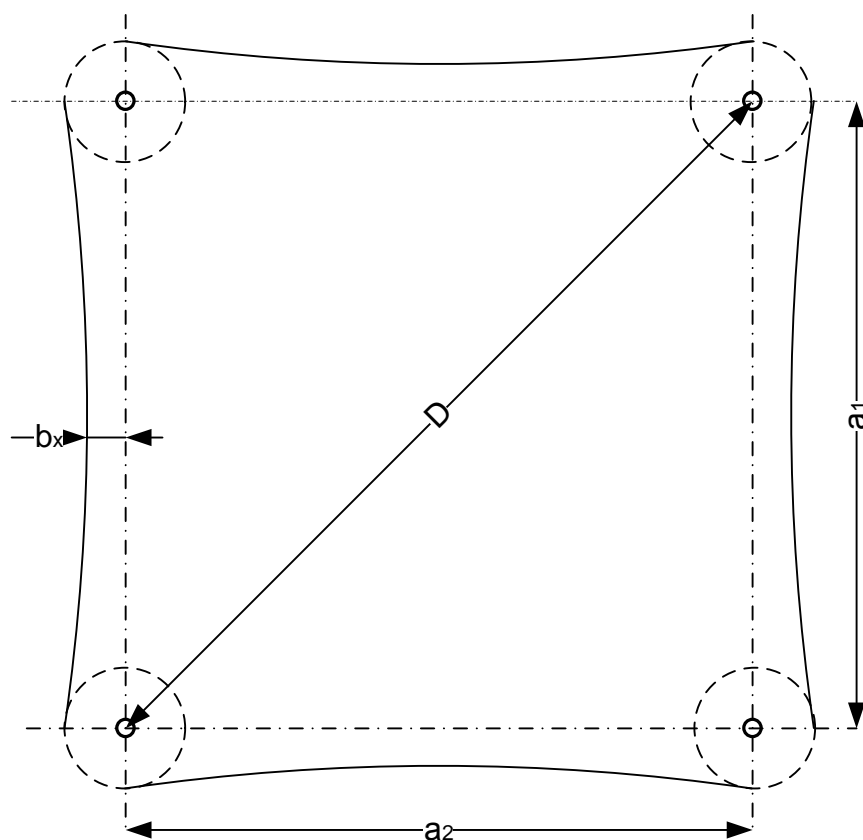


Рис. 17. План зоны защиты четырех стержневых молниеотводов

По известным величинам  $a_1$  и  $a_2$ ; определяем величину  $D$ :

$$D = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{10^2 + 10^2} = 14,1 \text{ м}^2. \quad (11.18)$$

Используя соотношение  $D = 8(h - h_x)\rho$ , где  $\rho = 1$ , т.к. высота  $h \leq 30 \text{ м}$ , находим высоту молниеотвода:

$$h = \frac{D}{8} + h_x = \frac{14,1}{8} + 4,36 = 6,13 \text{ м}. \quad (11.19)$$

Принимаем высоту молниеотвода  $h = 7 \text{ м}$ .

Зная высоту молниеотвода определяем радиус защиты одиночного стержневого молниеотвода на высоте защищаемого объекта  $h_k = 4,36 \text{ м}$ .

$$r_x = \frac{1,6(h - h_k)}{1 + h_x / h} = \frac{1,6 \cdot (7 - 4,36)}{1 + 4,36 / 7} = 2,602 \text{ м}. \quad (11.20)$$

Ширина зоны защиты определится по формулам

$$b_{x1} = 2 \cdot r_x \cdot \rho \frac{7 \cdot (h - h_x) - a_1}{14 \cdot (h - h_x) - a_1} = 2 \cdot 2,602 \cdot 1 \cdot \frac{7 \cdot (7 - 4,36) - 10}{14 \cdot (7 - 4,36) - 10} = 1,64 \text{ м}, \quad (11.21)$$

Следовательно, все оборудование 2КТП630 защищено от ударов молнии.

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						82
ИЗ	Лис	№ до-	Подп	Ла		

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Системы электроснабжения: Сб. заданий по курсовому проектированию/ Л. С. Синенко, Ю. П. Попов, Е. Ю. Сизганова, А. Ю. Южанников. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 84 с.
- 2 Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию: в 2 - х ч. Ч. 2 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т; Политехн. Ин-т, 2007.–212 с
- 3 Электроснабжение: Учеб. Пособие по курсовому и дипломному проектированию: В 2 ч. Ч. 1 / Л. С. Синенко, Т. П. Рубан, Е. Ю. Сизганова, Ю. П. Попов. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. 135 с.
- 4 Правила Устройства Электроустановок (ПУЭ) Издание седьмое; Приказ Минэнерго России № 204 от 08.07.2006. – 330 с.
- 5 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.,: ил.
6. Ермаков, В.А. Проектирование электрической части подстанций: учеб.пособие /В.А. Ермаков, В.А. Тремясов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. 102 с.
- 7 Беляев А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1988 – 176 с.,:ил.
- 8 Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. Электрооборудование станции и подстанции: Учебник для техникумов. –3-е изд., перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, 1987.– 648 с.: ил.
- 9 Переходные процессы в электроэнергетических системах: учеб.-метод. пособие / сост.: А. Э. Бобров, А. М. Дяков. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 56 с.
- 10 <http://metz.by/> сайт Минского электротехнического завода им. В.И.Козлова
- 11 <http://kraskabel.com/> сайт компании ООО "Красноярск кабель"
- 12 Ершов Ю. А. Релейная защита и автоматика электрических систем. Расчет релейной защиты объектов электроэнергетической системы. Уч. пособие./Ю. А. Ершов, О. П. Халезина. Красноярск, КГТУ, 2004 . - 126 с.
- СТО 4.2–07–2014. Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Взамен СТО 4.2–07–2012; дата введ. 27.02.2014. – Красноярск: БИК СФУ, 2014. – 57 с.

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
Из	Лис	№ до-	Подп	Дд		83

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Шарыповское Хлебоприемное предприятие - ОАО «Шарыповское ХПП»

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

2КТП – двухтрансформаторная комплектная подстанция;

ХПП – хлебоприемное предприятие;

КЗ – короткое замыкание;

ВН – высокое напряжение;

НН – низкое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

КЛ – кабельная линия;

РУ – распределительное устройство;

ПС – подстанция;

					ДП-13.03.02.07-321109084	Лис
						84
Изм	Лис	№ до-	Подп	Дат		